



Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques

Herman Bayem

► To cite this version:

Herman Bayem. Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques. Energie électrique. Université Paris Sud - Paris XI, 2009. Français. NNT: . tel-00447151

HAL Id: tel-00447151

<https://theses.hal.science/tel-00447151>

Submitted on 14 Jan 2010

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



THESE DE DOCTORAT

SPECIALITE : PHYSIQUE

*Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information, des
Télécommunications et des Systèmes »*

Présentée par : Herman BAYEM

Sujet :

APPORT DES METHODES PROBABILISTES AUX ETUDES D'INSERTION DES
ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES

Soutenance le 23 Novembre 2009 devant les membres du jury :

M Philippe DESSANTE (co-encadrant, Supélec)

M Georges KARINIOTAKIS (examinateur, Mines ParisTech)

Mme Françoise LAMNABHI-LAGARRIGUE (examinateur, LSS)

M Vladimiro MIRANDA (rapporteur, INESC Porto)

M Julio USAOLA (rapporteur, Université Carlos III Madrid)

M Jean-Claude VANNIER (directeur de thèse, Supélec)

M Bruno PRESTAT (invité, EDF R&D)

Remerciements

J'aimerais en tout premier lieu témoigner ma reconnaissance à tous ceux qui m'ont encouragé à me lancer dans ce projet de thèse que j'ai vécu comme une formidable expérience (je pense particulièrement à ma chère mère qui n'est malheureusement plus là pour en voir l'aboutissement). Au-delà des compétences acquises, ces trois années m'ont conforté dans ma vision de ce que je veux faire et plus encore de ce que je ne veux pas du tout faire de mon avenir professionnel.

C'est un agréable plaisir pour moi d'exprimer mes remerciements à ceux qui m'ont permis d'effectuer ces travaux de thèse, je pense à Marc Petit et Sophie Plumel avec qui j'ai eu les premiers contacts au département Energie de Supélec ; à Frédéric Dufourd et Régine Belhomme du département Economie, Fonctionnement et Etudes des Systèmes Energétique (EFESE) de EDF R&D.

Je suis très reconnaissant envers Jean-Claude vannier mon directeur de thèse, Marc Petit et Philippe Dessante mes co-encadrants pour l'appui scientifique, administratif et moral tout au long de ces trois années. Mes remerciements vont aussi à toute l'équipe du département Energie pour la chaleur et la bonne ambiance que j'y ai retrouvé à chacun de mes séjours.

Je tiens également à témoigner ma gratitude à Frédéric Dufourd et Laurent Capely qui ont supervisé avec grand intérêt ce travail du côté EDF R&D. J'ai mille raisons les remercier, parmi lesquelles leur disponibilité, les conseils judicieux, le soutien sans faille dont ils m'ont témoigné. J'en profite pour remercier le département EFESE de EDF R&D et particulièrement le groupe « Fonctionnement et Raccordement (R12) » au sein duquel j'ai passé la majeure partie de ces trois années. J'y ai été si bien accueilli et si bien intégré que mon séjour parmi les « Rdouziens » se prolongera, à mon grand plaisir, au-delà de la thèse.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury, en particulier Georges Kariniotakis, Vladimiro Miranda et Julio Usaola pour leurs remarques pertinentes et constructives.

Je tiens enfin à remercier toutes les personnes qui de près ou de loin m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements, ma famille, mon petit frère Christian dont la force de caractère m'a surpris et rassuré dans les moments les plus difficiles, mes amis. Ils ont chacun, à leur manière, contribué à l'aboutissement de ce travail.

A la mémoire de Landry et Maman.

Toutes mes actions sont guidées par l'objectif de vous honorer.

Maman, tu étais si fière à l'idée d'avoir un fils qui prépare un Doctorat,
La force de continuer, je l'ai puisé dans cette fierté que je lisais dans ton regard,
Que j'entendais dans tes mots, que je ressentais et que je ressens toujours.

Table des matières

1	Introduction générale	1
1.1	Evolution du système électrique	1
1.2	Description de la problématique.....	2
1.3	Objectif	4
1.4	Organisation du mémoire.....	4
2	Problématique de l'insertion des EnR dans les systèmes électriques.....	7
2.1	Fonctionnement du système électrique.....	8
2.1.1	Le système électrique « vertical »	8
2.1.2	Le nouveau paradigme	12
2.2	Technologies et fonctionnement des EnR.....	16
2.2.1	L'éolien.....	16
2.2.2	Le photovoltaïque	19
2.2.3	Conclusion	23
2.3	Impact des EnR sur les systèmes électriques.....	23
2.3.1	Impacts locaux	24
2.3.2	Impacts globaux.....	27
2.3.3	Conclusion	29
2.4	Conditions techniques de raccordement.....	30
2.4.1	Exemple de la France	30
2.4.2	Solutions techniques.....	35
2.5	Conclusion	36
3	De la caractérisation probabiliste d'un système électrique	37
3.1	Eléments de probabilités et statistiques	37
3.1.1	Qu'est ce qu'une probabilité ?	37
3.1.2	Distributions de probabilité	38
3.1.3	Conclusion	43
3.2	Modèle probabiliste d'un système électrique	43
3.2.1	Modèle général	43
3.2.2	Caractérisation des aléas	45
3.2.3	Modélisation probabiliste de la production d'énergie renouvelable	55
3.2.4	Conclusion	69
3.3	Corrélation et dépendance des aléas.....	70

TABLE DES MATIERES

3.3.1	Types de dépendances entre variables du système électrique	70
3.3.2	Notions d'indépendance de variables aléatoires	71
3.3.3	Corrélation linéaire simple	72
3.3.4	Corrélation linéaire multiple	73
3.3.5	Corrélation de rang (tau de Kendall) et copules	75
3.4	Quels modèles pour quelles études ?	75
3.4.1	Les séries temporelles	76
3.4.2	Les distributions de probabilités	78
3.5	Conclusion	81
4	Etudes d'impact des EnR sur les systèmes électriques : méthodologies.....	83
4.1	Etat de l'art des études de réseaux.....	84
4.1.1	Fiabilité, sécurité et stabilité des systèmes électriques	84
4.1.2	Analyse des systèmes	86
4.1.3	Du « déterministe » au « probabiliste »	90
4.1.4	Conclusion	96
4.2	Etat de l'art des études d'impact d'EnR dans les systèmes électriques Français.....	96
4.2.1	Etudes de raccordement en réseau de transport (RTE, 2009)	96
4.2.2	Etudes de raccordement en réseau de distribution (ERDF, 2009)	97
4.2.3	Etudes d'intégration	98
4.2.4	Conclusion	99
4.3	Etudes probabilistes d'impact des EnR sur les réseaux.....	99
4.3.1	Etudes d'insertion	99
4.3.2	Etudes de raccordement.....	110
4.4	Comparaison méthodes déterministes et probabilistes....	112
4.5	Conclusion	112
5	Méthodes probabilistes : applications et apports ..	115
5.1	Présentation des outils.....	115
5.1.1	ASSESS.....	115
5.1.2	TROPIC	116
5.1.3	EUROSTAG.....	117
5.2	Etude de raccordement.....	117
5.2.1	Objectif de l'étude	117
5.2.2	Le système.....	117
5.2.3	Approche déterministe	119
5.2.4	Approche probabiliste	120
5.2.5	Conclusion	126
5.3	Etude d'intégration	127

TABLE DES MATIERES

	5.3.1	Objectif de l'étude	127
	5.3.2	Le système et hypothèses d'étude	127
	5.3.3	Approche déterministe	130
	5.3.4	Approche probabiliste	132
	5.4	Conclusion	144
6		Conclusion générale et perspectives.....	147
	6.1	Conclusions	147
	6.2	Perspectives	149
7		Bibliographie	151
8		Publications.....	157
9		Annexes	159
	9.1	Annexe A : théorie du calcul de répartition de puissance.....	159
	9.1.1	Modélisation des constituants du réseau	159
	9.1.2	Formulation du problème de load flow	162
	9.1.3	Résolution du problème de load flow	164
	9.2	Annexe B : Données de simulation	171
	9.2.1	Réseau de distribution	171
	9.2.2	Réseau de type insulaire	174
	9.3	Annexe C : Codes de calcul MATLAB.....	176
	9.3.1	Modèle production conventionnelle	176
	9.3.2	Modèle de la production éolienne.....	177

TABLE DES MATIERES

1 Introduction générale

Le contexte politique, économique et énergétique européen est actuellement favorable à une insertion importante des énergies renouvelables (EnR) dans les réseaux électriques.

L'accroissement de la production d'énergie renouvelable et la déréglementation des marchés de l'électricité font naître, dans le domaine de la gestion et de l'exploitation des réseaux, des problèmes scientifiques et techniques nouveaux. Ces problèmes sont induits par l'insertion de nouvelles sources d'énergie dans les systèmes électriques, non conçus à priori pour les accueillir. L'une des conséquences de cette arrivée massive de nouvelles énergies est la modification de la structure des réseaux qui passera d'une structure hiérarchique avec des moyens de production conventionnels de grande taille et centralisés à une structure horizontale avec de la production décentralisée (notamment renouvelable) dans les réseaux de distribution.

1.1 Evolution du système électrique

Le nouveau système électrique est constitué de moyens de production conventionnels (thermique, nucléaire, hydraulique), de moyens de production non conventionnels (micro turbines, cogénération, pile à combustible, géothermie, biomasse, petite hydraulique, éolien et photovoltaïque), des réseaux de transport et de distribution.

En 2004 les énergies fossiles (pétrole, gaz) représentaient 65,8% de la production mondiale d'électricité et le nucléaire 15,8% (Figure 1.1). Les moyens de production conventionnels (centrales thermiques et nucléaires) sont adaptés au fonctionnement des systèmes électrique puisque leurs production est contrôlable mais ils utilisent les énergies qui présentent plusieurs inconvénients liés aux considérations environnementales :

- réserves limitées,
- émissions de gaz à effet de serre,
- traitement des déchets (notamment nucléaires).

CHAPITRE 1

Ces considérations environnementales ont en partie dicté l'évolution des systèmes électriques vers une intégration massive des moyens de production non conventionnels et particulièrement de l'éolien et du photovoltaïque qui feront l'objet de notre travail. La part d'énergie renouvelable hors hydraulique dans la production mondiale est passée de 1,1% en 2000 (Papaeftymiou, 2006) à plus de 2% en 2004 (Figure 1.1).

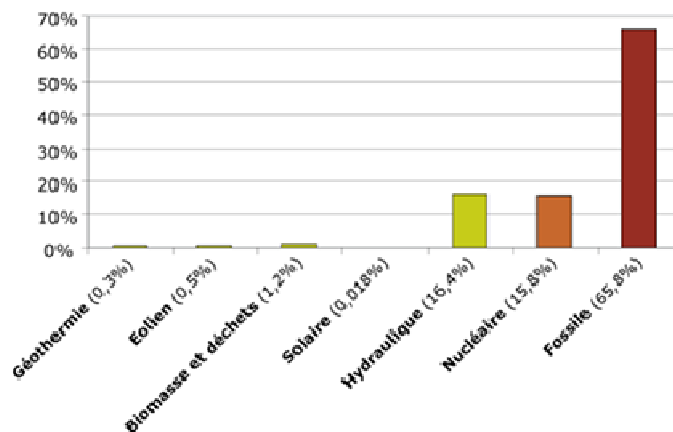


Figure 1.1 Répartition par source de la production mondiale en 2004 (Observ'ER, 2005)

La caractéristique fondamentale de la production renouvelable est sa dépendance aux conditions climatiques (le vent pour les fermes éoliennes et l'ensoleillement pour les fermes photovoltaïques). L'exploitant du système électrique a donc un pouvoir de contrôle limité sur la quantité d'électricité en sortie des unités de production d'énergie renouvelable. Plusieurs études montrent que ces énergies primaires (vent et ensoleillement) ont un comportement fluctuant. Ce comportement peut être caractérisé par des variables aléatoires traduisant les variations sur une période donnée. Il en est de même de la puissance produite par les fermes éoliennes et photovoltaïques.

Plusieurs paramètres du système électrique ont également un comportement stochastique (disponibilité des moyens de production conventionnelle, des ouvrages de réseau, la demande...). Ainsi la puissance produite par les moyens conventionnels peut être modélisée par une variable aléatoire qui tient compte de la disponibilité des groupes de production. Il est donc légitime de penser qu'une modélisation probabiliste du système électrique serait adéquate pour caractériser son fonctionnement. Et, par conséquent, que l'analyse des systèmes électriques par les méthodes probabilistes serait particulièrement appropriée.

1.2 Description de la problématique

L'insertion d'une installation éolienne ou photovoltaïque sur un réseau électrique (de transport ou de distribution) peut entraîner des contraintes liées à différents aspects tels que :

CHAPITRE 1

- courants en régime permanent et congestion de réseaux,
- plan de tension,
- courants de court-circuit,
- plan de protection,
- comportement dynamique et contribution aux services de réglage de tension et fréquence,
- stabilité des fermes éoliennes, photovoltaïques et du réseau lors de défauts,
- qualité de la tension, etc.

La réalisation d'études d'impact des énergies renouvelables sur les réseaux est donc nécessaire pour analyser ces contraintes, anticiper les problèmes liés au développement futur de ces énergies et rechercher des solutions appropriées. Ces études reposent en particulier sur la modélisation des unités de production d'électricité d'origine renouvelable.

Les premières études d'insertion d'éolien ou de photovoltaïque dans les systèmes électriques ont été réalisées à l'aide de méthodes déterministes ; ceci principalement à cause de l'absence de modélisation probabiliste appropriée et de l'importance, initialement, relativement réduite de ces unités de production dans le parc de production. Ces analyses déterministes s'appuient sur l'examen d'un nombre restreint de situations considérées à priori comme problématiques (« les pires cas ») pour lesquelles on vérifie la tenue du système électrique. On fait l'hypothèse implicite que les autres situations pouvant se produire sont moins contraignantes.

L'approche probabiliste est une autre façon d'aborder le problème. Dans son principe, elle revient à considérer tous les cas possibles avec leur probabilité d'occurrence afin d'estimer le risque de ne pas respecter une contrainte du système. Les conséquences du non respect de la contrainte seront bien sûr à mettre en regard de leur « gravité » ou sévérité pour le système. Le gestionnaire de réseau devra au préalable établir une politique de risque.

L'approche probabiliste devrait ainsi permettre de « balayer » l'ensemble des configurations (ou cas) possibles en tenant compte des aléas liés à la production renouvelable, à la disponibilité des unités conventionnelles et des lignes, à la demande... et donc de cerner plus finement les risques encourus avec le niveau de sévérité et la probabilité d'occurrence des situations contraignantes. L'objectif est alors de rechercher des solutions nouvelles techniquement et économiquement viables tout en garantissant la sécurité des personnes et des biens.

Bien sûr, en plus d'une modélisation probabiliste du système électrique, l'utilisation de ce type d'approche requiert le développement d'une nouvelle méthodologie pour les études d'insertion et l'utilisation d'outils appropriés. D'autre part, l'implémentation des solutions nouvelles auxquelles elles pourraient conduire devra probablement s'appuyer sur des moyens évolués de conduite et de

contrôle des fermes et des réseaux et pourrait nécessiter une évolution du cadre réglementaire et contractuel.

1.3 Objectif

Du fait de l'arrivée massive des énergies renouvelables à tous les niveaux du réseau (transport et distribution), ce dernier est en pleine mutation de sa structure verticale traditionnelle à une structure horizontale. L'analyse des systèmes électriques dans ce contexte requiert la prise en compte des différents aléas induits par les nouveaux moyens de production et par les autres éléments du système. Cette thèse a pour objectif de contribuer à l'évaluation de l'apport de l'application des méthodes probabilistes aux études d'impact de l'éolien et du photovoltaïque sur les systèmes électriques par rapport aux méthodes déterministes. Cet apport va être évalué en particulier pour les études d'impact à long terme (type planification). La réalisation de cet objectif principal s'est déclinée en trois étapes :

- Modélisation probabiliste du système électrique : il s'est agi ici de caractériser la variation de plusieurs paramètres du système par des variables aléatoires, de développer des méthodes de calcul des distributions de probabilité de ces variables aléatoires et d'analyser les dépendances ou corrélations éventuelles entre elles.
- Développement de méthodes probabilistes pour les études de raccordement et d'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques :
 - les études de raccordement concernent l'analyse de l'impact d'une ferme éolienne ou photovoltaïque raccordée au réseau de distribution ;
 - les études d'intégration concernent l'analyse de l'impact d'un parc d'éolien et de photovoltaïque sur un système maillé.
- Etudes de cas et comparaisons des méthodes probabilistes et déterministes.

Les études abordées dans cette thèse sont des analyses des différents états permanents d'un système électrique sur une période donnée. Nous ne nous intéresserons pas à la dynamique lente du système. Les méthodes d'études dynamiques exposées concernent l'analyse de la réaction du système à un défaut. Les différents états initiaux étant les tous les états stables possibles du système sur la période de l'étude.

Ce travail s'inscrit dans un partenariat entre Supélec et EDF avec pour but de proposer à EDF des méthodes probabilistes alternatives aux méthodes déterministes utilisées pour les études d'impact des énergies renouvelables sur les systèmes électriques.

1.4 Organisation du mémoire

Ce mémoire de thèse est organisé en 6 chapitres :

- Le chapitre 1 est une introduction générale où la problématique de la thèse et les objectifs sont présentés.

CHAPITRE 1

- Le chapitre 2 présente les systèmes électriques et leur fonctionnement, les technologies d'énergies éoliennes et photovoltaïques sont ensuite décrites ; vient ensuite le sujet central du chapitre à savoir : la question de l'impact de l'éolien et du photovoltaïque et enfin les conditions techniques de raccordement des énergies renouvelables dans les réseaux français sont présentées.
- Le chapitre 3 commence par quelques rappels de notions de probabilités et statistiques. La suite est une présentation des méthodes développées pour la caractérisation probabiliste du système électrique. Chaque élément du système ayant un comportement variable est ainsi modélisé par une loi de probabilité. Ces différentes lois de probabilité et la structure de dépendance entre elles forment le modèle probabiliste du système électrique.
- Le chapitre 4 présente les méthodes développées pour les études d'impact de l'éolien et du photovoltaïque sur les systèmes électriques en statique et en dynamique. Il commence par un état de l'art des études de réseau, vient ensuite une description des études d'impact d'EnR telles qu'elles sont réalisées actuellement par les gestionnaires de réseaux français, ensuite sont exposées les méthodes probabilistes développées durant ce travail de recherche et enfin les critères de comparaison entre les deux approches sont donnés.
- Le chapitre 5 présente l'application des méthodes probabilistes pour les études en statique à deux cas d'étude :
 - le raccordement d'une ferme éolienne à un réseau de distribution,
 - l'intégration d'un parc d'éolien et photovoltaïque à un réseau maillé de type insulaire.

Pour chaque cas d'étude, les approches déterministe et probabiliste sont appliquées et les résultats sont comparés.

- Le chapitre 6 conclut le travail et propose des perspectives de futurs travaux de recherche.

CHAPITRE 1

2 Problématique de l'insertion des EnR dans les systèmes électriques

L'intégration des unités de production à base d'énergie renouvelable pose des problèmes nouveaux aux gestionnaires de réseaux.

Les unités de production à base d'énergie renouvelable (EnR), mises à part les centrales hydrauliques, étaient, au début de leur développement, en majorité de petites taille. Ces unités ont donc d'abord été raccordées aux réseaux de distribution d'où le terme production décentralisée – qui qualifie toute source d'énergie raccordée directement au réseau de distribution ou après le compteur côté consommateur (Ackermann, et al., 2001) – souvent employé pour les désigner. Au fur et à mesure que les technologies se développent, les unités de production d'EnR deviennent plus grosses et par conséquent sont connectées aux niveaux de tension plus élevés (réseau de transport). Cette arrivée de la production à tous les niveaux est un challenge à la fois nouveau et important pour les gestionnaires de réseaux. Ces derniers exploitent un système qui a été conçu pour des flux de puissance unidirectionnels allant des centrales de production jusqu'aux consommateurs en passant d'abord par le réseau transport et ensuite par le réseau de distribution. En plus de circuler dans un sens, l'électricité provient de centrales conventionnelles dont on maîtrise et contrôle la production. L'arrivée des EnR, en particulier sur les réseaux de distribution, change la situation (production variable, possible inversion de flux de puissance dans les lignes) et peut générer un certain nombre de problèmes et de contraintes dont il faut limiter les effets. Ces problèmes et contraintes ont conduit à la définition de règles ou de conditions techniques de raccordement de la production d'EnR sur les réseaux.

2.1 Fonctionnement du système électrique

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs. Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation. L'exploitation du système repose donc sur l'adaptation permanente de la production aux fluctuations de la demande, dans le respect des contraintes liées au réseau. En général on distingue trois fonctions principales du système électrique :

- La production : elle est assurée par les centrales électriques qui convertissent l'énergie primaire en électricité.
- Le transport : il est assuré par un réseau de lignes et câbles qui assurent la mise en commun et la répartition sur un grand territoire de toute l'électricité qui y est produite.
- La distribution : Il s'agit de réseaux intermédiaires qui desservent les millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de petites puissances.

2.1.1 Le système électrique « vertical »

Le schéma fonctionnel traditionnel des systèmes électriques repose sur le fait que ces derniers étaient jusqu'à la fin des années 90 exploités par des compagnies monopolistique, verticalement intégrées, assurant à la fois la production d'électricité et son transport et souvent aussi sa distribution. L'intégration verticale de ces compagnies, souvent étatiques, est due d'une part à l'importance économique et sociale de l'électricité, d'autre part à la nature fortement capitaliste des moyens de production et des réseaux électriques.

Au cours du XX^e siècle, l'évolution des systèmes électriques a été basée sur une structure « verticale » dans laquelle l'énergie électrique était produite par un nombre réduit de centrales de grande taille. Le choix des sites de production était dicté par la disponibilité des ressources énergétiques ou par les facilités d'acheminement des ressources aux dits sites. Cette stratégie a conduit à une concentration des moyens de production sur des sites relativement éloignés des zones de consommation. Dans cette configuration, l'énergie électrique est transportée des zones de production vers les multiples zones de consommation par le biais d'une structure hiérarchique (Figure 2.1). Le transport se fait dans le sens des hautes tensions (réseaux de transport et de répartition) vers les basses tensions (réseaux de distribution).

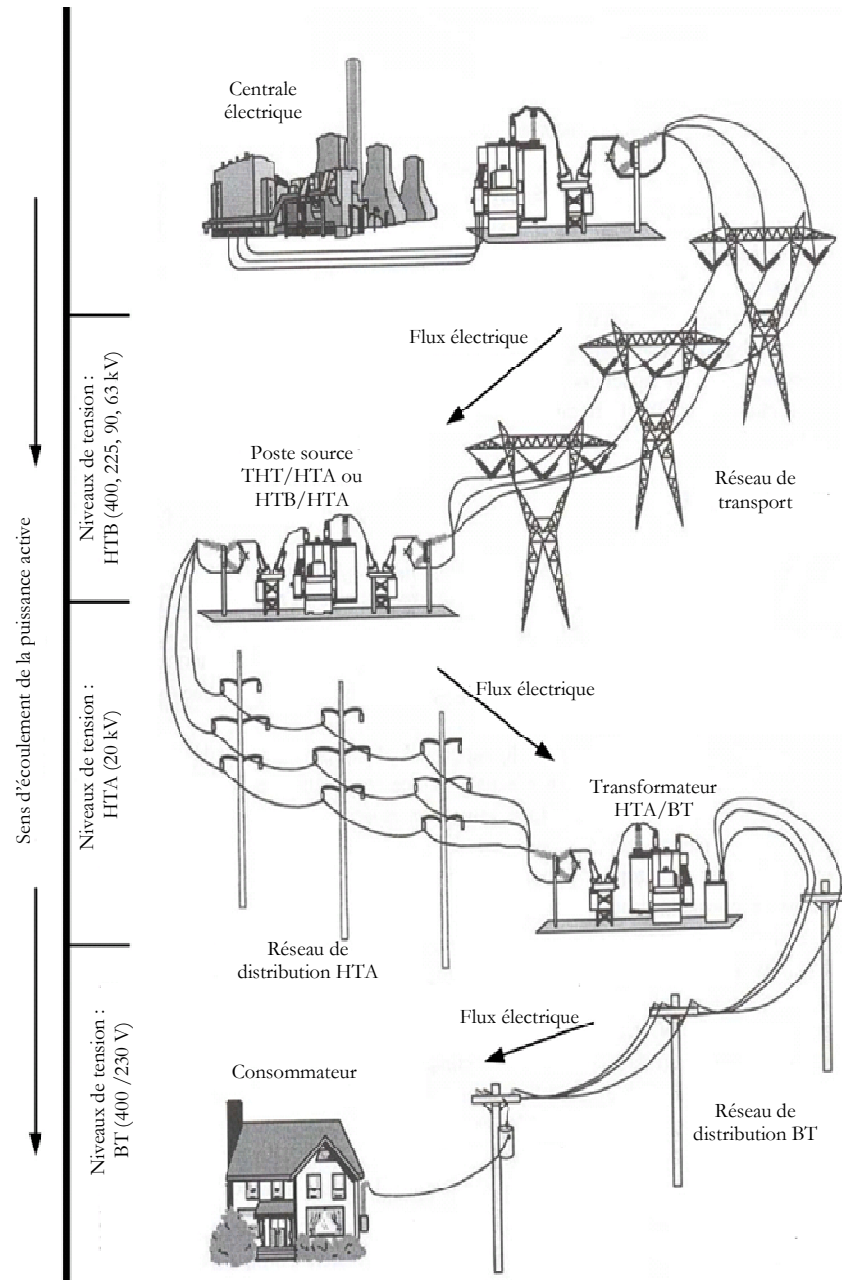


Figure 2.1 Structure vertical du système électrique

CHAPITRE 2

2.1.1.1 Le réseau de transport

La fonction première des grands réseaux de transport est d'assurer la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné. Par ailleurs, le maillage du réseau (Figure 2.2) contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, aléa de consommation, incident...) qui peuvent affecter l'exploitation.

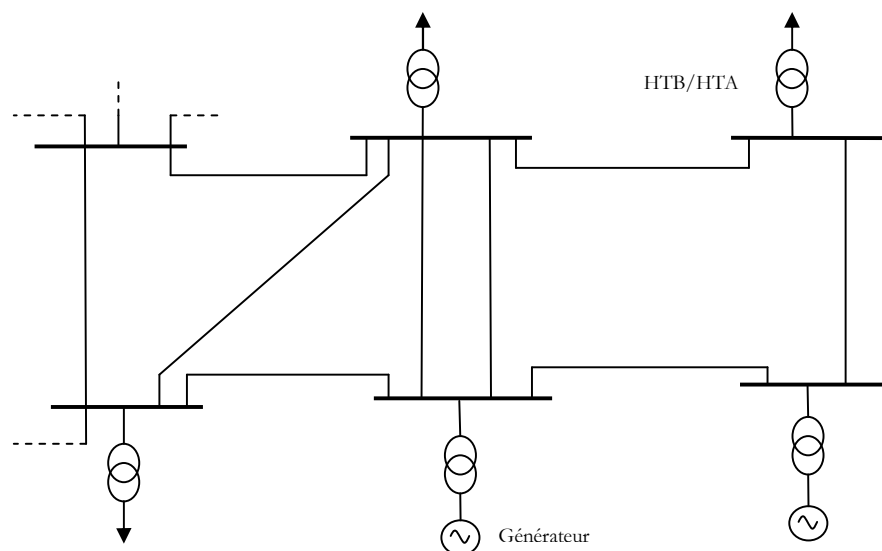


Figure 2.2 Structure maillée d'un réseau de transport

En France le « Transport » correspond en termes de niveaux de tension à la HTB (Haute Tension B) qui se décompose en trois niveaux : HTB3 (400 kV), HTB2 (225 kV) et HTB1 (150 kV, 90 kV et 63 kV). Ces plages de tension sont le résultat d'un compromis entre le coût d'investissement, le coût d'exploitation et le service rendu.

2.1.1.2 Le réseau de distribution

La distribution couvre historiquement en France les réseaux à moyenne tension, dits HTA (Haute Tension A : 20 kV), et les réseaux à basse tension, BT (400 V). La frontière avec les réseaux de transport se situe dans les postes sources au niveau du transformateur HTB/HTA. La frontière avec les consommateurs se situe en général au niveau de l'appareil de coupure en aval du comptage, par exemple en aval du disjoncteur BT chez un consommateur résidentiel.

Les réseaux de distribution sont arborescents, non maillés (Figure 2.3). Cela signifie que tout point desservi n'est, à chaque instant, alimenté que par un seul chemin électrique, venant d'un poste source, passant successivement dans un réseau HTA, dans un poste de distribution HTA/BT puis dans un réseau BT.

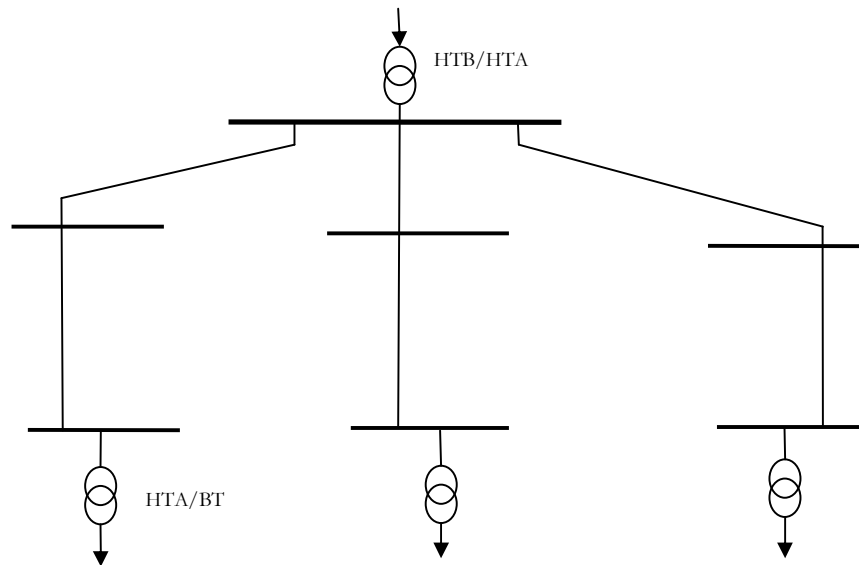


Figure 2.3 Structure arborescente d'un réseau de distribution

2.1.1.3 La production conventionnelle

Vu du centre de conduite, un moyen de production va se caractériser par (Bornard, 2000) :

- son *dimensionnement général* ; il s'agit essentiellement de :
 - sa puissance nominale ;
 - son domaine de fonctionnement en tension et fréquence ;
 - son apport maximal au courant de court-circuit ;
 - la puissance minimale qu'il peut produire en continu (minimum technique) ;
 - ses possibilités de surcharges temporaires ;
- sa *flexibilité* ; elle comprend deux aspects :
 - son aptitude à adapter sa production de puissance active à la demande, de manière à faire face à un déséquilibre entre la production programmée et la demande réelle. Parmi les caractéristiques, on va trouver le temps de démarrage, l'aptitude à participer au réglage primaire et secondaire fréquence-puissance, la capacité de « modulation » (vitesse de variation de puissance possible, amplitude de variation, limitations éventuelles vis-à-vis de variations successives, aptitude à la baisse d'urgence).
 - Son aptitude à adapter sa production de puissance réactive à la demande ; en effet les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage de la tension sur les réseaux. Ils permettent de maintenir à une valeur de consigne la tension au nœud

CHAPITRE 2

où ils sont raccordés, dans la limite de leurs capacités de fourniture ou d'absorption de la puissance réactive.

- son *comportement lors des situations perturbées*, par exemple :
 - son aptitude à fonctionner après un creux de tension important,
 - sa capacité à se découpler du réseau tout en continuant à alimenter ses auxiliaires,
 - ses performances en fonctionnement sur un réseau réduit.

Les caractéristiques précitées sont importantes pour le gestionnaire du réseau car d'elles dépend la conduite du système. En effet, les différents types de centrales offrent des souplesses et des contraintes diverses selon l'énergie primaire qu'elles utilisent et selon leurs caractéristiques constructives.

Dans la structure verticale, le parc de production d'un système électrique est surtout constitué de grosses unités de production du type centrales nucléaires, thermiques à flamme, hydroélectriques. A la fin du XX^e, il a été remarqué une augmentation notable de la part d'unités de production de petites tailles raccordées aux réseaux. Cette évolution s'est manifestée dans un premier temps avec les petites centrales hydroélectriques, les cycles combinés à gaz, les cogénérateurs et dans un deuxième temps avec les nouvelles énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque et les éoliennes. Ces petites unités ont en commun leur manque de flexibilité.

2.1.2 Le nouveau paradigme

Le développement, en marge des moyens conventionnels de production, d'un nombre important de petites unités de production de type éolien, solaire, hydraulique, ou même thermique sous forme de cogénération, se traduit dans les réseaux de distribution par une circulation bidirectionnelle de l'énergie ainsi produite. A ce phénomène se rajoute le fait que, notamment pour les productions éolienne et photovoltaïque, l'énergie ne sera disponible que de façon intermittente ; ce dernier aspect impacte le système électrique tout entier. La circulation bidirectionnelle de l'énergie et l'intermittence de la production des nouvelles unités nécessitent une adaptation de la gestion des systèmes électriques pour en maintenir le niveau de sécurité.

La mise en œuvre du nouveau paradigme qui intègre les productions d'énergies renouvelables de grande taille (connectées en réseau de transport) ou décentralisées (connectées en réseau de distribution) au contexte économique (dérégulation des marchés de l'énergie et émergence de producteurs indépendants) va conduire, pour les systèmes électriques, à un nouveau schéma de fonctionnement qui viendra progressivement se substituer au schéma de la Figure 2.1. Ce nouveau schéma (Figure 2.4) se caractérise surtout par l'apparition dans les réseaux de distribution de nouveaux moyens de production (souvent d'autoproduction) dits non conventionnels. En France, le niveau de tension du point de raccordement d'une installation de production est réglementé. Ainsi, toutes les unités de production de puissance installée inférieure à 17 MW sont raccordées en réseau de distribution (Arrêté du 23 Avril, 2008).

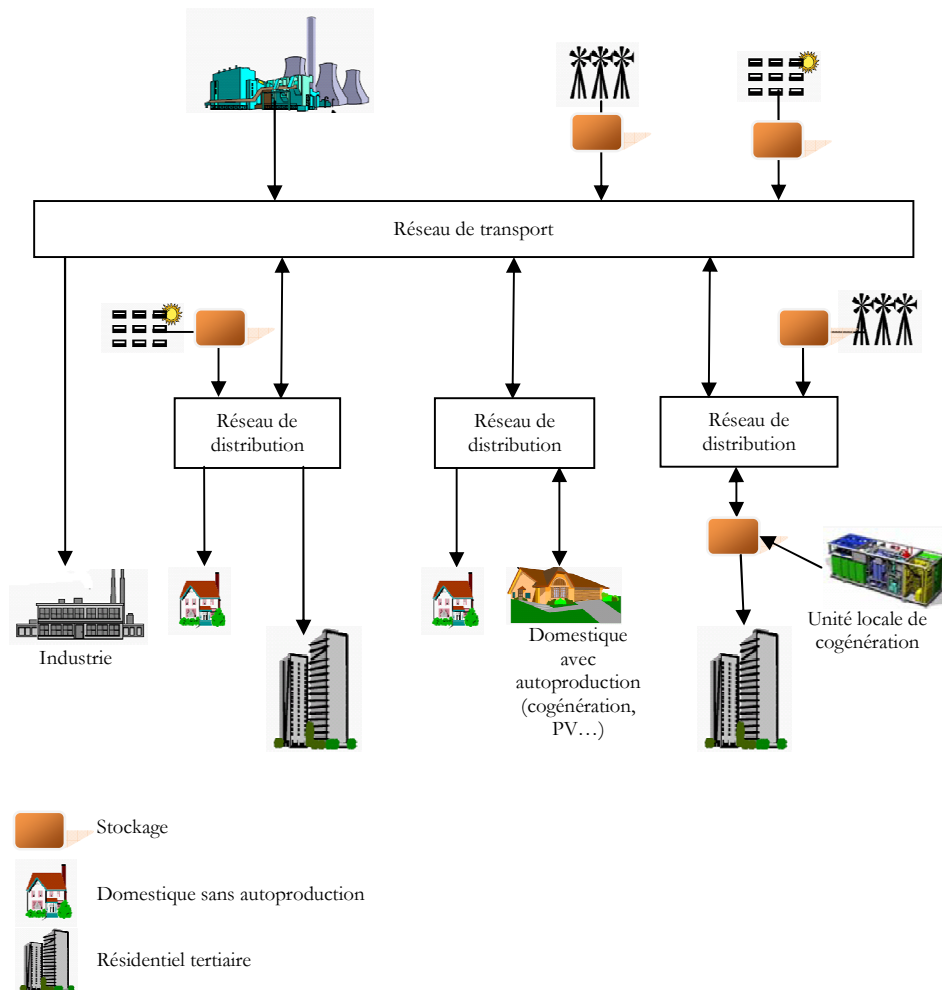


Figure 2.4 Nouveau schéma fonctionnel du système électrique

2.1.2.1 Production non conventionnelle

Les conditions économiques engendrées par le nouveau contexte réglementaire incitent les consommateurs importants à chercher des solutions pour faire face aux fluctuations tarifaires issues de la dérégulation. Une des solutions est de s'équiper de moyens de production alternatifs à la production conventionnelle. Il s'agit en général de petites unités de production (< 17 MW) raccordées au réseau de distribution dont le rôle est de moduler la puissance importée par le consommateur. Ce dernier pourra même, dans le cas d'énergies renouvelables, profiter des différents tarifs de rachat en exportant cette production au réseau électrique. Notons que ces incitations économiques (tarifs de rachat) favorisent le développement et le raccordement au réseau des unités de production d'énergie renouvelable (Figure 2.4).

Les unités de production alternatives que nous appelons production non conventionnelle regroupent les moyens de production d'énergie renouvelables comme l'éolien, le solaire photovoltaïque, la géothermie, l'énergie marine, la biomasse et d'autres technologies comme la cogénération, les micro-turbines à gaz ou au fuel. Le développement de la production non conventionnelle repose sur la maîtrise des

CHAPITRE 2

techniques d'électronique de puissance. Ce qui suit est une brève présentation des moyens de production non conventionnels.

2.1.2.1.1 Micro-turbines

D'une puissance allant de 25 à 500 kW, elles sont constituées d'un alternateur (générateur) intégré à très grande vitesse de rotation (50 000 à 120 000 tours par minutes). Le courant produit a donc une fréquence très élevée, de l'ordre de 10 kHz ; d'où la nécessité du recours à des convertisseurs à électronique de puissance pour interfacer ce type de générateurs aux réseaux électriques classiques.

La majorité des micro-turbines utilise le gaz comme combustible (Papaefthymiou, 2006). Ceci contribue à améliorer le bilan écologique de ce type de technologie par rapport à l'utilisation du fuel. L'utilisation, possible et, grandissante, des combustibles d'origine renouvelable comme l'éthanol va dans le même sens.

2.1.2.1.2 La cogénération

La cogénération désigne la production simultanée d'électricité et de chaleur. Au début des années 2000 ils représentaient la majorité des moyens de production décentralisée sur les réseaux de distributions (Jenkins, et al., 2000). Les unités de cogénération utilisent en général les énergies fossiles (fuel, gaz). Le principe est de récupérer la chaleur résultant de la transformation de l'énergie primaire en électricité et de l'utiliser pour des usages tels que le chauffage individuel ou collectif ou encore l'eau chaude. Bien souvent pour de petites installations, la production de chaleur est prépondérante, reléguant l'électricité au rang de produit dérivé servant à l'auto alimentation des auxiliaires de l'installation. Avec le processus de production simultanée d'électricité et de chaleur, le rendement global d'une installation de cogénération peut atteindre 85% (Papaefthymiou, 2006). De plus les unités de cogénération permettent de réduire de 35% la consommation d'énergie primaire par rapport aux simples turbines thermiques (Jenkins, et al., 2000).

2.1.2.1.3 La géothermie

Le principe de la géothermie consiste à capter la chaleur de la croûte terrestre pour le chauffage (température inférieure à 90°) ou pour produire de l'électricité (température comprise entre 90 et 150°). Les centrales géothermiques convertissent cette chaleur en la captant et en la ramenant à la surface de la terre par le biais d'un fluide caloporteur – qui peut être de l'eau – puis en transformant l'énergie contenue dans le fluide en électricité.

L'énergie géothermique est souvent considérée comme une forme d'énergie renouvelable. Il convient de nuancer cette opinion car la chaleur extraite du sol ne se renouvelle pas ; la quantité de chaleur contenue dans le sol d'une installation géothermique diminue donc irréversiblement. La période productive d'un sol est estimée entre 10 et 100 ans, suivant le taux d'extraction (Sheth, et al., 2004).

2.1.2.1.4 La pile à combustible

Comme une batterie, la pile à combustible produit du courant électrique à partir d'une réaction chimique. La fabrication d'électricité se fait grâce à l'oxydation d'une électrode du combustible réducteur (par exemple le dihydrogène) couplé à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant tel que le dioxygène de l'air.

CHAPITRE 2

Les piles à combustible ont un rendement très élevé, jusqu'à 80% (Papaeftymiou, 2006). Lorsque l'hydrogène est utilisé comme combustible, le fonctionnement de la pile ne produit que de l'eau pure, elle est donc particulièrement écologique.

2.1.2.1.5 La biomasse

La biomasse est la première source d'énergie renouvelable en France devant l'énergie hydraulique, éolienne et géothermique. Les ressources en biomasse peuvent être classées en plusieurs catégories : le bois, les sous produits du bois (branchages, écorces, sciures, plaquettes...), certains sous produits de l'industrie (boues issues de pattes à papier, déchets des industries agroalimentaires...), les produits issus de l'agriculture traditionnelle (pailles, bagasse, produits issus de plantations à vocation énergétique...) et les déchets organiques.

En pratique, la ressource en biomasse est convertie sous forme d'énergie thermique, liquide, solide ou sous forme gazeuse et autres produits chimiques par divers processus de transformation. Ces différentes formes sont ensuite transformées en électricité.

2.1.2.1.6 La petite hydraulique

Le principe de production d'énergie hydraulique consiste à capter la force motrice (énergie mécanique) des cours ou des chutes d'eau et à la transformer en électricité. On distingue la petite hydraulique de la grande hydraulique. Les installations de petite hydraulique sont principalement des usines au fil de l'eau (sans réservoirs d'eau) d'une puissance inférieure à 10 kW.

L'intégration et l'exploitation de petites centrales hydrauliques dans un réseau de distribution sont parfaitement maîtrisées depuis plusieurs années (Jenkins, et al., 2000), malgré le fait que, ces installations, souvent au fil de l'eau, peuvent avoir une production très variable (cours d'eau à débits variables) liée à la disponibilité de l'eau. La puissance produite par une turbine hydraulique est donnée par l'expression (Jenkins, et al., 2000):

$$P = QH\eta\rho g \quad (2.1)$$

où :

- P est la puissance produite (W),
- Q est le débit du cours d'eau (m^3/s),
- H est la hauteur de chute d'eau (m),
- η est le rendement de la turbine,
- ρ est la densité de l'eau ($1000 \text{ kg}/\text{m}^3$),
- g est la constante gravitationnelle.

H , η , ρ et g , sont des paramètres constants. La puissance produite par une turbine hydraulique est donc directement proportionnelle au débit Q du cours d'eau. Elle peut par conséquent, en l'absence de capacité de réserve significative, être sujette à des variations liées à celles du débit.

CHAPITRE 2

2.1.2.1.7 L'éolien et le photovoltaïque

Ce sont les deux formes d'énergie renouvelable qui connaissent les plus fortes progressions (Tableau 2.1) de nos jours en particulier pour la production d'électricité. Elles ont aussi en commun la dépendance à des sources d'énergie qui bien qu'inépuisables sont très variables et non contrôlables. Ces caractéristiques font de l'intégration de ces deux formes d'énergie renouvelable – que nous désignerons par 'EnR' dans la suite de ce document – dans les systèmes électriques un challenge relativement nouveau pour les gestionnaires.

Tableau 2.1 Evolution en MW installés de la production d'énergie renouvelable en France

	biogaz, biomasse	cogénération	déchet ménagers	Eolien	Photovoltaïque	Hydro
2005	657	2826	531	662	1,6	n.c.
2006	906	2769	578	1567	5	1273
2007	751	2246	421	2336	11,5	1347
2008	746	2215	445	3140	47,7	1371

La prochaine partie sera consacrée à une description détaillée de ces deux formes d'EnR. Il sera notamment présenté le processus de conversion dans le but de souligner la variabilité de la production en fonction de l'énergie primaire.

2.2 Technologies et fonctionnement des EnR

2.2.1 L'éolien

Les questions relatives aux technologies et au fonctionnement des turbines éoliennes sont largement traitées dans la littérature (Heier, 2006), (Polinder, et al., 2001), (Slootweg, et al., 2001), (Karki, et al., 2006). Dans cette partie seront présentées les trois grandes technologies d'éoliennes les plus courantes sur le marché des turbines. La question de la régulation de la puissance générée sera traitée en préambule à la caractérisation probabiliste de cette dernière dans le chapitre 3.

2.2.1.1 Conversion d'énergie

Le principe de fonctionnement d'une turbine éolienne est de capter l'énergie cinétique du vent dans le but de produire de l'électricité (Figure 2.5). La conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique se fait en deux étapes (Laverdure, 2005):

- Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique.
- Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit ensuite en énergie électrique, transmise au réseau électrique.

CHAPITRE 2

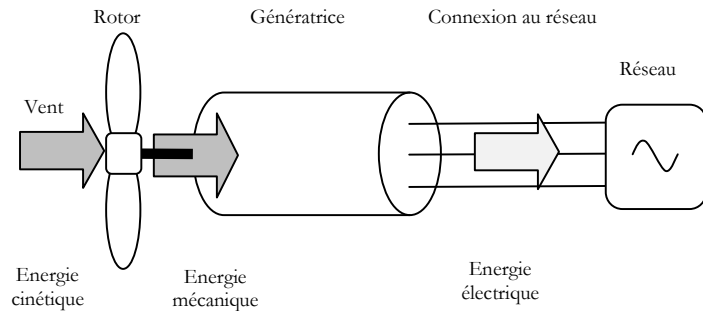


Figure 2.5 Principe général de fonctionnement d'une turbine éolienne

Malgré un principe général de fonctionnement très simple, la turbine éolienne est un système complexe faisant appel à des connaissances d'aérodynamique, de mécanique, de génie civil, d'électricité et d'automatique.

2.2.1.2 La caractéristique vent-puissance

La puissance du vent disponible à la surface balayée par les pales de la turbine s'exprime en fonction de la vitesse du vent :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (2.2)$$

avec :

- ρ : densité volumique de l'air (kg/m^3),
- S : surface balayée par les pales (m^2),
- v : vitesse moyenne du vent à travers la surface S (m/s).

La puissance du vent ne peut pas être récupérée entièrement par l'hélice (Théorie de Betz : la puissance récupérable ne dépasse pas 60 à 70% de la valeur maximale). La puissance captée par la turbine peut s'exprimer en fonction de la puissance disponible en introduisant un facteur dépendant des conditions aérodynamiques des pales.

$$P_T = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.3)$$

avec :

- C_p : coefficient de puissance ; il caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne. D'après la théorie de Betz sa valeur maximale est de 0,593.
- β : angle de calage des pales.
- $\lambda = \frac{\Omega_T R_T}{v}$: rapport de vitesse entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent ;

où :

- Ω_T est la vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s) ;

CHAPITRE 2

- R_T est le rayon de la turbine (m).

Le résultat important est que cette puissance éolienne varie avec le cube de la vitesse du vent. Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_N obtenue à partir d'une vitesse du vent V_N (vitesse nominale).

A coté de la vitesse nominale V_N , on spécifie aussi :

- la vitesse de démarrage, V_D , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- la vitesse maximale du vent, V_M , pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

Les vitesses V_D , V_N et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent.

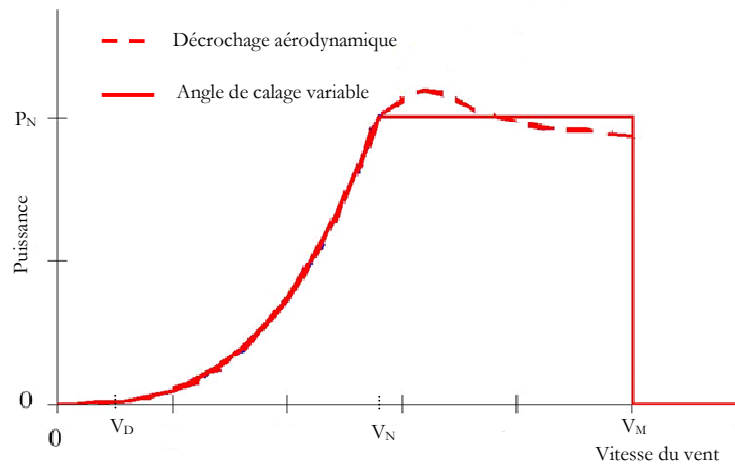


Figure 2.6 Caractéristique vent-puissance des éoliennes

Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_N , pour éviter la destruction mécanique et/ou la surcharge des convertisseurs, la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin de réduire la puissance captée P_T . Cela permet de garder la vitesse de rotation du rotor pratiquement constante et dans les limites acceptables. Le contrôle de la puissance captée par la turbine se fait en jouant sur coefficient de puissance C_p . Il existe deux méthodes de régulation : la régulation par décrochage aérodynamique (*stall control*) et la régulation par angle de calage variable (*pitch control*).

La **régulation par décrochage aérodynamique** est la solution la plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite (Figure 2.6 courbe en traits interrompus). Il s'agit donc d'une solution passive.

Ce système présente l'avantage d'être simple et robuste car il ne fait intervenir aucun système mécanique ou électrique auxiliaire. Par contre la puissance captée par la turbine

CHAPITRE 2

est seulement fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation. Il n'y a donc aucune possibilité d'adaptation.

Dans le cas de la **régulation par angle de calage variable**, on utilise des actionneurs hydrauliques ou électriques, pour modifier l'angle de calage β des pales par rotation de celles-ci. Ce système permet l'augmentation de l'angle de calage de quelques dizaines de degrés (20 à 30° généralement). Les forces aérodynamiques (portance et traînée) s'exerçant sur les pales sont alors réduites. Ainsi, le couple de la turbine peut être maintenu pratiquement constant et la puissance peut être limitée à sa valeur nominale, voire annulée par la « mise en drapeau » des pales (angle de calage de 90°).

Le principal avantage de ce type de régulation réside dans le fait que le contrôle de l'angle de calage permet de réduire considérablement les efforts sur toute la mécanique de la turbine (pales, tour...). De plus l'excédant de puissance à vitesse de vent élevée peut être stockée dans l'inertie du rotor par variation de vitesse. Par contre la présence d'actionneurs nécessite de l'énergie pour leur fonctionnement et augmente les risques de pannes.

Dans les très grandes machines, un système hybride se développe, le « **stall actif** » dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système « *pitch control* » (angle de calage).

2.2.1.3 Technologies de l'éolien

Les technologies éoliennes sont classées en fonction de deux critères principaux :

- la méthode de régulation utilisée au niveau de la turbine :
 - la régulation par décrochage aérodynamique des pales ;
 - la régulation par angle de calage variable ;
- la nature de la machine utilisée pour transformer l'énergie mécanique en énergie électrique et la transmettre au réseau :
 - Machines asynchrones à cage ;
 - Machines asynchrones à double alimentation ;
 - Machines synchrones.

On distingue trois grandes technologies : les éoliennes à vitesse fixe basées sur la machine asynchrone à cage, les éoliennes à vitesse variable basées soit sur la machine asynchrone à double alimentation soit sur la machine synchrone (Slootweg, 2005).

2.2.2 Le photovoltaïque

Le solaire photovoltaïque – conversion directe de la lumière du soleil en électricité – est une technologie largement utilisée pour les applications en systèmes isolés (sites éloignés des réseaux de distribution classique). La tendance a d'abord été – pour les pionniers – à son utilisation comme production autonome complémentaire en résidentiel mais de nos jours, grâce aux tarifs de rachat préférentiels, la tendance est à son utilisation aussi bien à petite qu'à grande échelle, comme source d'énergie alternative destinée à être injectée dans le réseau. Dans cette partie nous présenterons

brèvement l'effet photovoltaïque qui conduit à la création du courant électrique et nous nous intéresserons ensuite aux technologies du photovoltaïque.

2.2.2.1 Conversion d'énergie

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés *semi-conducteurs* (le plus connu est le silicium utilisé pour les composants électroniques). Il permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives ou négatives sous l'effet de la lumière.

La lumière est une onde électromagnétique multispectrale qui peut être perçue comme un flux de particules de masse nulle, les photons, caractérisées par une énergie donnée par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.4)$$

où :

- h est la constante de Planck ($= 6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s),
- ν est la fréquence de la lumière émise (Hz),
- c est la célérité de la lumière (m/s),
- λ est la longueur d'onde de la radiation lumineuse (m).

La photopile (cellule photovoltaïque) élémentaire est constituée de deux couches en contact d'un matériau semi-conducteur (Figure 2.7). L'une de ces couches présente un excédant d'électron et l'autre un déficit, elles sont dites respectivement *dopée n* et *dopée p*. Les deux couches en contact forment la jonction *p-n*, siège d'un champ magnétique dirigé de la zone *p* vers la zone *n*. Lorsque les photons heurtent la surface mince des semi-conducteurs, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Si l'énergie transmise par les photons est suffisante (au moins égale à l'énergie d'extraction d'un électron), les électrons se mettent alors en mouvement en direction de la zone *n*, créant ainsi un courant électrique (le photo-courant) qui est recueilli par des contacts métalliques très fins accolés aux zones *p* et *n*.

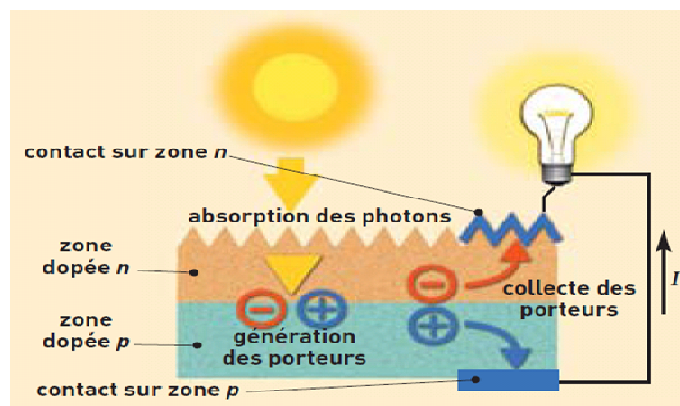


Figure 2.7 Effet photovoltaïque

CHAPITRE 2

Le fonctionnement de la cellule photovoltaïque est modélisé par un circuit équivalent (Figure 2.8) comportant une diode parcourue par le photo-courant I_{ph} . Le modèle est complété par une résistance série R_s qui matérialise les pertes ohmiques du matériau, des métallisations et du contact métal/semi conducteur, et par une résistance parallèle (*shunt*) R_{sh} provenant des courants parasites entre le dessus et le dessous de la cellule, par le bord en particulier et à l'intérieur du matériau par les inhomogénéités ou impuretés.

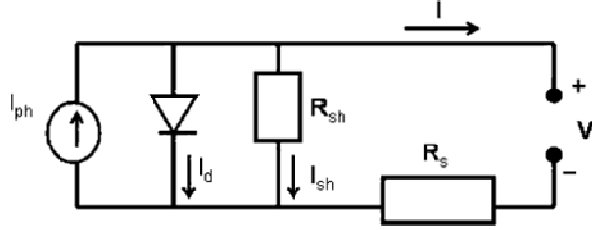


Figure 2.8 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

L'illumination de la cellule produit le photo-courant I_{ph} qui est indépendant de la tension. Mais lorsque la tension augmente, une partie de ce courant est dissipée dans la jonction représentée sur la Figure 2.8 par la diode. La caractéristique courant-tension (I/V) de la cellule s'écrit alors (Rosell, et al., 2006) :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{kT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Avec :

- I_s = courant de saturation de la diode,
- $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C : charge d'un électron,
- $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$: constante de Boltzmann,
- T = température absolue en K.

L'allure de la caractéristique courant-tension (Figure 2.9) varie en fonction des conditions environnementales (irradiation et température) et du point de fonctionnement de la cellule photovoltaïque, c'est-à-dire de la charge électrique qui lui est connectée. Vu que ces conditions changent en permanence, différentes techniques de recherche automatique du point de puissance maximale (MPPT) ont été développées. Nous ne nous attarderons pas sur ces techniques largement développées dans la littérature spécialisée, l'idée principale à retenir étant que la production d'un panneau solaire est dépendante de l'ensoleillement et de la température et que des dispositifs à base d'électronique de puissance permettent entre autre d'optimiser cette production.

CHAPITRE 2

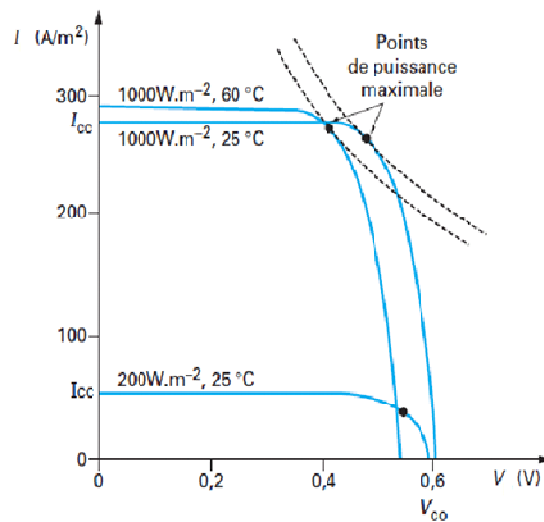


Figure 2.9 Caractéristique I/V pour différentes valeurs d'ensoleillement et température

2.2.2.2 Technologies

Les technologies de panneaux photovoltaïques sont classées en trois catégories (générations) dont la description détaillée est largement abordée la littérature spécialisée (Patel, 1999), (Lincot, 2007) (Goetzberger, et al., 2003):

- La **première génération** est constituée des technologies classiques au silicium monocristallin et polycristallin. Ce dernier est moins cher que le précédent mais permet des rendements moins élevés, avec 19 % contre 24,5 % de rendement record sur les cellules de laboratoire. Ces deux filières commerciales dominent actuellement le marché, avec des modules commerciaux présentant des rendements de 12 à 14 % pour le polycristallin et de 15 à 16 % (Lincot, 2007) pour le monocristallin (à noter que des rendements de près de 20 % ont été obtenus récemment).
- La **deuxième génération** comporte les technologies à couches minces comme le silicium amorphe, le CIS/CIGS (cuivre indium/gallium selenium), le CdTe (tellure de cadmium), les cellules photovoltaïques plastiques, à colorant. Les rendements record obtenus en laboratoire pour ces technologies sont de l'ordre de 12 % pour le silicium amorphe, de 20 % pour le CIS/CIGS et de 16,5 % pour le CdTe (Lincot, 2007). Les rendements commerciaux sont respectivement de 6 %, 11 à 13 % et 8 à 9 % pour le silicium amorphe, le CIS/CIGS et les CdTe.
- La **troisième génération**, encore à l'état de concept théorique aujourd'hui, devrait considérablement améliorer les rendements des deux autres filières. Les concepts « troisième génération » sont :
 - la photopile avec une ou plusieurs bandes intermédiaires,
 - la conversion des photons non utilisés directement dans la cellule PV,

CHAPITRE 2

- les cellules utilisant les porteurs chauds,
- les cellules à puits quantiques,
- les antennes électromagnétiques.

Les développements autour de la troisième génération visent des rendements allant de 30 à 70 % et des réductions de coûts considérables.

Le raccordement du panneau photovoltaïque au réseau est réalisé à travers une interface à électronique de puissance dont le principal composant est l'onduleur. Il existe plusieurs topologies d'interface qui se distinguent par le type d'onduleur utilisé (Sabonnadière, 2006).

- *Onduleur central.* Plusieurs lignes de panneaux sont raccordées directement à un onduleur centralisé. Cette structure nécessite de placer une diode en série qui interdit tout courant inverse dans un groupement élémentaire de panneaux connectés en série, constituant une branche d'une association parallèle.
- *Onduleur individuel.* Chaque panneau est raccordé à un petit onduleur. (certains onduleurs permettent de raccorder jusqu'à cinq modules en série) Les onduleurs sont alors tous raccordés en parallèle sur le réseau.
- *Onduleur de rangée.* Chaque ligne de modules est raccordée à un onduleur (certains onduleurs permettent de raccorder directement deux ou trois lignes en parallèle). Les onduleurs sont raccordés en parallèle sur le réseau.
- *Onduleur multi-rangées.* Un convertisseur DC/DC est associé à un groupement série de modules. Les convertisseurs DC/DC en parallèle, sont reliés à un onduleur central.

2.2.3 Conclusion

Les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont des moyens de production d'énergie renouvelable en forte expansion dans les systèmes électriques de nos jours. Ils ont la particularité d'avoir un productible largement dépendant de la disponibilité de leur énergie primaire (vent et ensoleillement). Il existe plusieurs technologies d'éolien et de photovoltaïque caractérisées, d'une part par la méthode de régulation et par la nature de la machine électrique utilisée pour l'éolien, d'autre part par le système de conversion lumière – courant et le type de raccordement pour le photovoltaïque. Ces différentes technologies d'énergie renouvelables, de par leurs particularités de fonctionnement ont des impacts sur le système électrique.

2.3 Impact des EnR sur les systèmes électriques

En raison de la nature intermittente de la source d'énergie et des fluctuations qui en résultent au niveau de la puissance produite par une unité de production d'EnR, le raccordement de celle-ci à un système électrique quelconque a un impact non négligeable qui dépend de la technologie utilisée (Bousseau, et al., 2003), (Slootweg, 2005), (Tan, 2004) et aussi du type de réseau. En général on peut dire que plus le taux de pénétration est important, plus l'impact de l'intégration des

EnR dans les réseaux est significatif. On peut distinguer des impacts locaux qui concernent tous les types de réseaux et les impacts globaux qui concernent en particulier les réseaux de transports interconnectés et les réseaux insulaires.

2.3.1 Impacts locaux

Ce sont les impacts qui se produisent dans le voisinage (électrique) du point de raccordement de l'unité et qui peuvent être attribués directement à cette dernière. Les impacts locaux sont en général indépendants du taux de pénétration global des unités de production d'EnR dans le système. Ils concernent deux principaux aspects : la capacité d'accueil du réseau et la qualité de tension.

2.3.1.1 Capacité d'accueil du réseau

2.3.1.1.1 Courants en régime permanent

Suite au raccordement d'un producteur (EnR ou pas) sur le réseau, l'intensité du courant en fonctionnement normal parcourant un ou plusieurs éléments du réseau (lignes, câbles) peut augmenter. Il y a donc risque de dépassement des valeurs admissibles pour les différents équipements de réseau. Ceci implique naturellement la première contrainte à respecter qui est de ne pas dépasser ces valeurs admissibles quel que soit la configuration et le point de fonctionnement de la centrale connectée et du système électrique dans lequel elle s'insère.

Lorsque l'installation d'EnR est reliée au réseau de distribution et qu'elle n'exporte pas ou peu de puissance sur le réseau de transport, les contraintes thermiques éventuelles liées au régime permanent apparaissent en général sur les conducteurs proches de l'installation (Figure 2.10). Elles sont liées à la puissance de l'installation raccordée et aux caractéristiques des conducteurs existants.

Lorsque l'installation de production d'EnR est reliée aux réseaux de distribution ou de transport et qu'elle exporte de la puissance sur le réseau HTB, des phénomènes de congestion peuvent apparaître. Ces phénomènes de congestion seront d'autant plus probables et importants que les installations éoliennes seront de forte puissance. Suivant les puissances raccordées, les phénomènes de congestion pourront par exemple être observés à l'échelle d'une région.

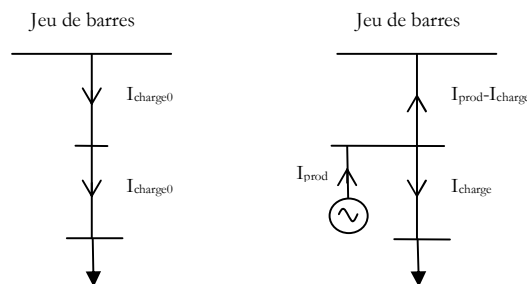


Figure 2.10 Courant en régime permanent avant et après raccordement d'un producteur sur réseau de distribution

2.3.1.1.2 Courants de court-circuit

L'impact sur le courant de court-circuit est surtout dû aux fermes éoliennes qui suivant la technologie peuvent, en cas de défaut sur le réseau, alimenter et donc accroître le

courant de court-circuit circulant dans le réseau (Bousseau, et al., 2004). La contrainte ici est de ne dépasser ni les valeurs maximales admissibles pour les différents appareillages de réseaux et les conducteurs, ni le pouvoir de coupure des organes de protection. Chaque appareil de coupure possède un pouvoir de fermeture et un pouvoir de coupure sur défaut ; un dépassement des valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure a pour conséquence un risque de non coupure de l'arc ou de non fermeture du courant de défaut avec un fort risque de destruction de l'appareillage.

Les éoliennes à vitesse fixe, étant équipées de machines asynchrones classiques directement couplées au réseau, contribuent de façon significative aux courants de court-circuit.

Les éoliennes à vitesse variable équipées de machines asynchrones à double alimentation contribuent aussi aux courants de court-circuit. Cependant cette contribution diminue rapidement du fait de l'action des équipements d'électronique de puissance qui détectent et mesurent les défauts rapidement.

La contribution des éoliennes à vitesse variable équipées de machines synchrones est négligeable car la machine est entièrement découplée du réseau par l'interface à électronique de puissance. Il en est de même des unités de production photovoltaïque.

2.3.1.1.3 Le profil de tension

Les changements de puissances actives et réactives dus aux sources (quelque soit leur nature) se répercutent sur le profil de tension en régime permanent selon les caractéristiques du réseau. Des simulations sont nécessaires pour vérifier que ce profil s'inscrit dans un gabarit prédéfini. En général, le niveau de tension s'élève au point de raccordement d'une installation de production, ainsi que plus loin dans la ligne, tel qu'illustré sur la Figure 2.11, pour une ferme éolienne raccordée sur une artère de distribution (réseau HTA).

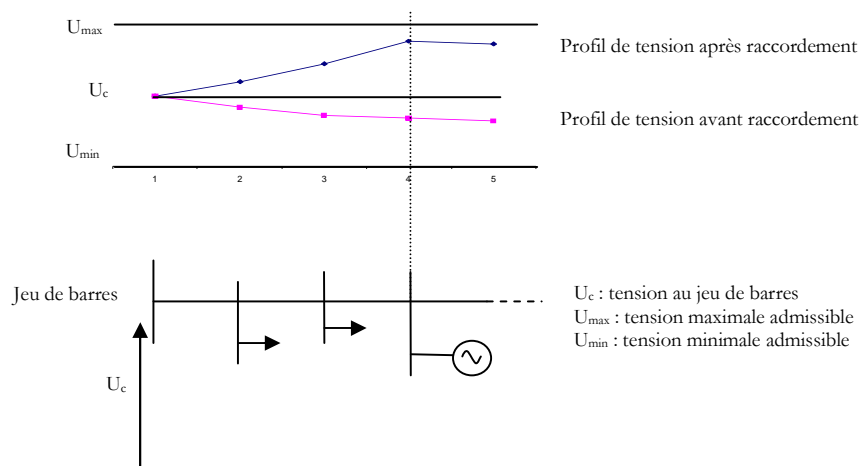


Figure 2.11 Profil de tension le long d'une ligne de distribution

L'impact sur le profil de tension dépend du type d'EnR et de la technologie (pour l'énergie éolienne). La machine asynchrone à cage utilisée pour les éoliennes à vitesse

constante est directement couplée au réseau. La relation entre la vitesse de son rotor, la puissance active, la puissance réactive et la tension au point de raccordement est fixe. De plus la vitesse du rotor est très peu variable ; elle n'a donc pas de capacités de réglage de la tension. La compensation de réactif est donc assurée par des équipements additionnels tels que les batteries de condensateurs ou d'autres systèmes de compensation évolués tels que les compensateurs statiques de puissance réactive (SVC : *Static Var Compensation*) ou les STATCOM (*STATic COMpensation*).

Les éoliennes à vitesse variables ainsi que les centrales photovoltaïques, grâce à leur interface à électronique de puissance, ont la possibilité de régler la puissance réactive produite ou consommée à leurs bornes (pour l'éolien) et d'effectuer un réglage fin de la tension. Ces capacités de réglage ne sont actuellement pas exigées aux petites fermes (EDF SEI, 2008) (RTE, 2009).

2.3.1.2 Qualité de tension

Le terme « qualité de la tension » se réfère aux niveaux de tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence dans le réseau électrique de différentes formes de phénomènes électriques (comme par exemple les *flicker* ou les distorsions harmoniques).

La prise en compte des problèmes décrits ci-dessous ainsi que leur évaluation permet de concevoir et dimensionner le dispositif de connexion de l'unité de production d'EnR.

2.3.1.2.1 Variations de tension

Les variations de puissance générée, conséquence directe des variations de la vitesse du vent pour les éoliennes ou de l'ensoleillement pour les centrales PV, peuvent entraîner des variations lentes de la tension sur le réseau.

Dans certains cas (démarrage ou déconnexion d'une éolienne ou d'une centrale PV; enclenchement de transformateur à vide) des sauts de tension (à-coups de tension) peuvent survenir ce qui limite le nombre de génératrices pouvant être connectées à un nœud précis du réseau (cet effet est limité par des dispositifs limiteurs ou des règles d'exploitation spécifiques).

2.3.1.2.2 Flicker

Le terme flicker désigne les variations de tension de courte durée apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules électriques à incandescence. Ce phénomène peut surgir si l'unité de production d'EnR est raccordée à un réseau ayant une faible puissance de court-circuit, les variations fréquentes de son énergie primaire causant alors des variations importantes de puissance. Ce phénomène est surtout observé pour les éoliennes à vitesse constante car il n'existe pas de tampon entre l'énergie mécanique en entrée et l'énergie électrique injectée au réseau. Afin de déterminer le *flicker* produit durant un fonctionnement continu, des mesures sont effectuées et comparées avec la tension de référence pour quantifier le taux de *flicker* en tension.

Le phénomène de *flicker* peut également se produire lors d'un basculement d'une zone de fonctionnement à une autre. Les commutations typiques sont les mises en/hors service de l'unité de production d'EnR. Ces opérations provoquent des changements dans la puissance produite. Par exemple, lors de la mise en service

CHAPITRE 2

d'une éolienne basée sur une génératrice asynchrone, la puissance réactive consommée due à la magnétisation de la génératrice provoque une chute de tension au point de connexion. Cette dernière est rétablie par la connexion d'un banc de condensateurs.

2.3.1.2.3 Emission d'harmoniques

Les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution. Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'EnR (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques.

Des standards concernant les taux maximum d'harmoniques générés par les générateurs éoliens ont été établis (NF EN 50160, 2000). Ces mesures distinguent la propagation des harmoniques de rang pair et impair. On distingue aussi les harmoniques et les inter-harmoniques. Les harmoniques sont des composantes de fréquence toujours constituées de multiples de la fréquence de base. Les inter-harmoniques sont des composantes situées entre les harmoniques et la fréquence de base. Les courants harmoniques injectés sur le réseau public doivent être inférieurs à une certaine limite spécifiée par le gestionnaire du réseau (Arrêté du 23 Avril, 2008).

2.3.1.3 Plan de protection

Le plan de protection est un système coordonné de protections visant à isoler très rapidement un ouvrage en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, etc.) afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. Différents types de relais mesurant différentes grandeurs physiques sont utilisés.

Le raccordement de la production d'énergie renouvelable peut entraîner des variations du sens (réseau de production) ou de l'amplitude des courants en régime permanent, des variations des courants de court-circuit, des modifications de la tension, des variations des impédances mesurées, etc. Ces variations peuvent avoir une influence sur le bon fonctionnement du plan de protection avec notamment des aveuglement de protection ou des déclenchements intempestifs..

2.3.2 Impacts globaux

A part les impacts locaux qui ont des effets dans le voisinage du point de raccordement, les unités de production d'EnR peuvent avoir des impacts plus globaux à l'échelle d'une région surtout si elles sont raccordées au réseau de transport ou dans les réseaux insulaires.

2.3.2.1 Impact sur le fonctionnement des systèmes

La problématique majeure liée à l'intégration des EnR dans les réseaux est de deux ordres :

- la variabilité de la production d'EnR du fait des variations de l'énergie primaire qui de plus est non contrôlable (fatale). Les gestionnaires de réseau doivent

CHAPITRE 2

donc faire face à une production fatale variable. Des capacités de production de réserve contrôlables sont alors nécessaires pour pallier à ces variations, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe,

- l'incertitude sur les prévisions météorologiques induisant une incertitude sur la production. Cette problématique est plus marquée pour la production éolienne car les prévisions de vitesse de vent sont moins fiables que celles de l'ensoleillement.

Les deux aspects cités plus haut ont trait à des impacts liés surtout à la réalisation de l'équilibre production-consommation à divers horizons temporels. Outre ces préoccupations, restent celles liées à la sécurité du réseau du point de vue global.

2.3.2.1.1 Régulation

Il s'agit ici de l'impact de l'incertitude de la production renouvelable sur l'allocation et l'utilisation de la réserve (primaire et secondaire) dans le système. L'échelle de temps considérée ici va de quelques secondes à une demi-heure.

2.3.2.1.2 Dispatching

Cet impact est du à la variabilité et aux erreurs de prédiction de la production renouvelable. Ces deux aspects influent sur la gestion prévisionnelle de la production pour le lendemain. Les deux principaux aspects influencés sont : le dispatching, et l'exploitation (durée, charge partielle, arrêts/démarrages) du parc de production. Il est donc important de développer des méthodes pour analyser et intégrer l'impact des EnR sur la gestion prévisionnelle du parc de production.

2.3.2.1.3 Adéquation

L'horizon de temps ici est de l'ordre de plusieurs années. Il s'agit de la capacité du système à satisfaire la demande. L'estimation de la capacité de production nécessaire tient compte de la demande et de la disponibilité des unités de production. L'adéquation est évaluée à l'aide d'indices tels que le « LOLP » (*loss of load probability*), le « LOLE » (*loss of load expectation*), le « LOEE » (*loss of energy expectation*). L'adéquation est influencée par la variabilité de la production renouvelable.

2.3.2.1.4 Capacité de transport

L'impact de l'intégration des EnR sur les capacités de transport dépend de la situation géographique de la production renouvelable par rapport à la demande, de la corrélation entre cette production et la demande et de la puissance du réseau initial. La production d'énergie renouvelable affecte le transit de puissance dans le réseau : elle peut changer le sens des flux, augmenter ou réduire les pertes. L'analyse des capacités de transport nécessite à la fois des études statiques (calcul de la répartition des flux de puissance) et dynamiques (analyse de stabilité).

2.3.2.2 Comportement dynamique et stabilité du réseau

La puissance produite par une unité de production d'énergie renouvelable varie en fonction de la disponibilité de l'énergie primaire (pour une éolienne par exemple elle varie en fonction du cube de la vitesse du vent). Des variations de la puissance fournie par l'installation de production d'EnR peuvent donc être observées en fonctionnement normal. Suivant leur amplitude, ces variations peuvent avoir un impact sur le comportement dynamique du réseau et parfois même sur sa stabilité pour des variations brusques et importantes de la puissance délivrée par une ou

CHAPITRE 2

plusieurs unités de grosse puissance. Le réseau doit être capable de supporter ces variations en conservant sa stabilité et en maintenant la tension et la fréquence sur le réseau dans les plages admissibles.

Lors du démarrage d'une unité de production d'EnR ou lors d'une déconnexion, il doit en être de même. Si l'installation est brusquement déconnectée à pleine puissance, par exemple par suite d'un défaut sur le réseau interne de l'installation, le réseau doit pouvoir rester stable, la tension et la fréquence sur le réseau doivent pouvoir être maintenues dans les plages de tension et de fréquence admissibles.

L'impact sur le fonctionnement dynamique du réseau sera d'autant plus important que :

- le réseau au point de raccordement de l'installation de production d'EnR est « faible » (puissance de court-circuit faible, difficulté à maintenir la tension),
- le taux de pénétration en énergies renouvelables est important (ce qui peut arriver rapidement pour des réseaux insulaires),
- les unités de production sont concentrées dans les mêmes zones géographiques ; par exemple, des parcs éoliens sont proches les uns des autres et donc soumis à des conditions de vent similaires.

2.3.3 Conclusion

L'intégration de production d'énergie renouvelable impacte de façon notoire les systèmes électriques. Ces impacts peuvent être classés en deux grandes catégories : les impacts locaux (au voisinage du point de raccordement) et les impacts globaux qui concernent surtout la gestion de la production à tous les horizons de temps et le comportement dynamique du système (Figure 2.12). Le fonctionnement du système est ainsi influencé à toutes les échelles de temps : de l'exploitation (quelques secondes à quelques heures) à la planification (quelques années) en passant par la gestion prévisionnelle (quelques jours à une année).

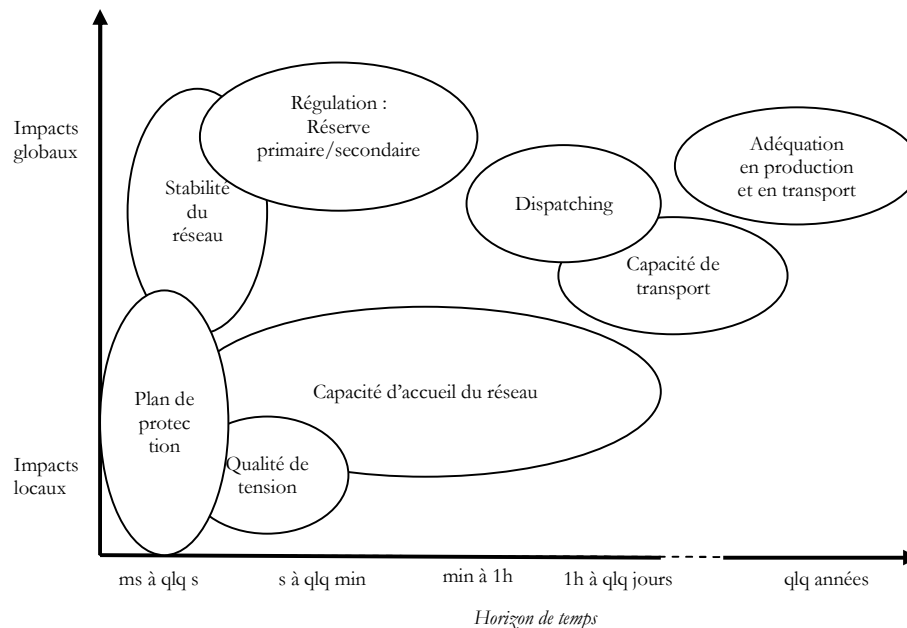


Figure 2.12 Impacts des EnR sur les systèmes électriques

L'évaluation de ces impacts implique des études préalables au raccordement de toute unité de production renouvelable. Ces études servent à vérifier si toutes les contraintes liées au fonctionnement normal des systèmes sont respectées. Le paragraphe suivant est consacré à la revue de ces contraintes pour différents gestionnaires de réseaux. Elles sont connues sous les appellations « *grid code* » ou « conditions techniques de raccordement ».

2.4 Conditions techniques de raccordement

En fonction des pays, compte tenu des impacts que peuvent avoir les moyens de production sur les réseaux, des conditions techniques spécifiques de raccordement sont données dans des textes législatif (France, Espagne) et *a minima*, dans les référentiels techniques (*grid code* ou *distribution code*) des différents gestionnaires de réseau.

2.4.1 Exemple de la France

2.4.1.1 Tension au point de raccordement

En France, la tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'installation de production (article 4 de l'arrêté du 25 Avril 2008). Le Tableau 2.2 donne les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation.

CHAPITRE 2

Tableau 2.2 Niveaux de tension aux points de raccordement en fonction de la puissance installée

Réseau	Limite de tension	Niveaux réels	Limite de puissance
BT	$U \leq 1 \text{ kV}$ (raccordement monophasé)	230 V	$P \leq 18 \text{ kVA}$
	$U \leq 1 \text{ kV}$ (raccordement triphasé)	400 V	$P \leq 250 \text{ kVA}$
HTA	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	15kV, 20kV, 33kV	$P \leq 17 \text{ MW}$
HTB	$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
	$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	150 kV, 225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
	$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	400 kV	$P > 250 \text{ MW}$

2.4.1.2 Tenue en régime normal et exceptionnel

Toute installation de production d'énergie doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit en outre pouvoir fonctionner pendant un temps limité lorsque la tension ou la fréquence pour des raisons qui ne lui sont pas due atteint des valeurs exceptionnelles.

Par exemple, en France, les niveaux de tension et de fréquence du domaine de fonctionnement normal sont :

- [95%-105%] en tension en HTA, [90%-110%] en BT(230 V).
- [48Hz-52Hz] en fréquence.

Dans les réseaux de distribution et de transport métropolitains, les installations de production mettant en œuvre l'énergie éolienne doivent rester en fonctionnement lorsque la fréquence prend des valeurs exceptionnelles (Arrêté du 23 Avril, 2008).

Pour les réseaux insulaires (EDF SEI, 2008) par exemple, on distingue les domaines exceptionnels suivants :

- [46 Hz – 48 Hz] en sous-fréquence pendant 3 minutes,
- [44 Hz – 46 Hz] en sous-fréquence pendant 30 secondes,
- [52 Hz – 54 Hz] en sur-fréquence pendant 5 secondes,
- [90% - 95%] et [105% – 110%] en tension pendant 1 heure (pour la HTB seulement).

2.4.1.3 Tenue aux creux de tension

En cas de creux de tension, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques se protègent généralement en se déconnectant du réseau plus rapidement que les autres moyens de production. Ces déconnexions entraînent des pertes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences très néfastes. Des contraintes de tenue aux creux de tension sont donc spécifiées dans les conditions techniques de raccordement. Par exemple, en France :

CHAPITRE 2

- Sur le réseau de transport métropolitain (HTB1 et HTB2), les éoliennes ne doivent pas déclencher pour des creux de tension moins sévères qu'un creux de tension de référence défini selon la Figure 2.13.

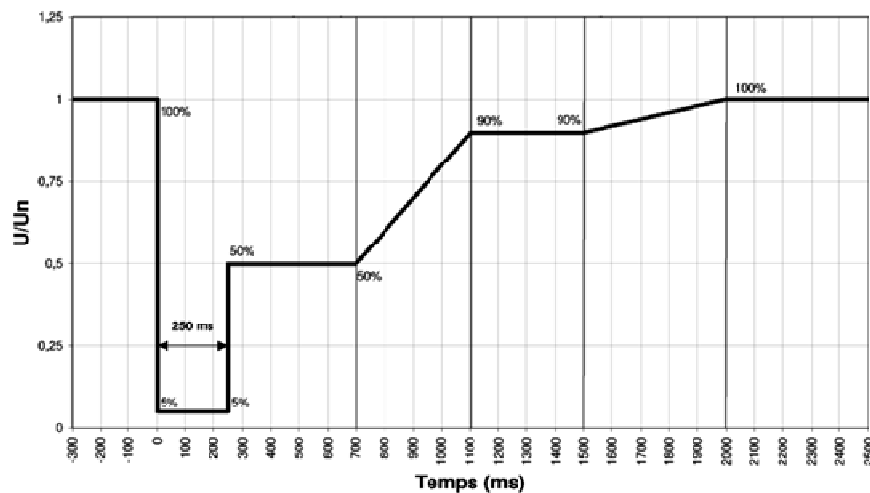


Figure 2.13 Gabarit de tension en HTB1 et HTB2 (cas particulier des éoliennes)

- sur les réseaux HTB insulaires (EDF SEI, 2008), les installations de production doivent pouvoir rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement, d'un creux de tension défini comme suit :
 - creux de tension 100 % pendant 250 ms,
 - palier à $0,5 U_{dim}$ pendant les 450 ms suivantes,
 - retour linéaire à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400ms suivantes,
 - palier à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400 ms suivantes,
 - retour linéaire à U_{dim} pendant les 500 ms suivantes.

Où U_{dim} est la tension de dimensionnement définie par le gestionnaire de réseau en concertation avec le producteur et fixée normalement à 66 kV (réseau 63 kV) ou 93 kV (réseau 90 kV).

- En réseau de distribution (métropolitain et insulaire) (Arrêté du 23 Avril, 2008), toute installation de production dont la puissance maximale est supérieure à 5 MW (y compris fermes éoliennes et photovoltaïques) doit rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension HTA illustré sur la Figure 2.14

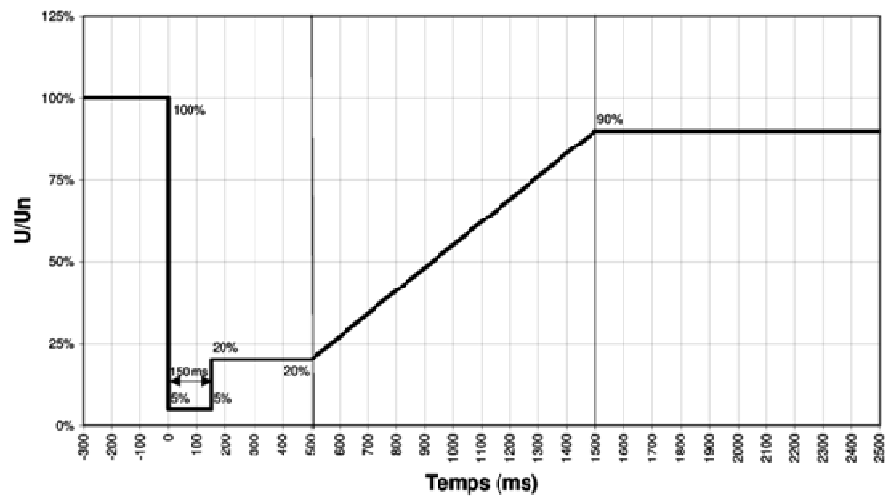


Figure 2.14 Gabarit de tension en réseau de distribution

2.4.1.4 Services systèmes

Les services systèmes sont nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr et fiable du système électrique. Ils sont gérés par les gestionnaires de réseaux sur la base de contributions fournies par les producteurs raccordés. Parmi les services systèmes on peut citer : le réglage de la tension, le réglage de la fréquence, le '*black start*' et la reconstitution de réseau.

La variabilité, la non contrôlabilité des énergies éolienne et photovoltaïque, et la nature des technologies utilisées limitent grandement la capacité de ces énergies à fournir des services systèmes. A l'heure actuelle les installations utilisant comme source primaire le vent et le soleil sont exemptés de participation aux services systèmes. Ceci a pour conséquence l'accroissement des sollicitations des autres groupes de production présents. La capacité du système à garder un niveau de services systèmes suffisant malgré l'intégration des énergies renouvelables sera une des principales limites à l'insertion de ces dernières si elles ne sont pas en mesure de fournir ces services.

2.4.1.4.1 Réglage de tension et compensation de puissance réactive

Toutes les unités de production, y compris les groupes de production d'énergie renouvelable, doivent pouvoir fonctionner dans un domaine de fonctionnement déterminé par le gestionnaire de réseau.

Les unités de productions doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison. Trois types de réglage primaire sont possibles :

- Type 1 : réglage à puissance réactive constante au point de livraison ;
- Type 2 : réglage de la tension au point de livraison à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable ;

¹ Démarrage d'un groupe sans alimentation des auxiliaires par le réseau.

CHAPITRE 2

- Type 3 : réglage de la tension aux bornes de l'installation selon une consigne asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

En France, les contraintes suivantes sont imposées dans les textes législatifs (Arrêté du 23 Avril, 2008) concernant le réglage de la tension et la compensation de puissance réactive :

- Les installations éoliennes et photovoltaïques connectées en basse tension ne doivent pas consommer de la puissance réactive.
- Les centrales connectées au réseau de distribution (puissance inférieure à 17 MW) doivent chacune d'elles être capables, dans les conditions normales de fonctionnement, de produire une puissance réactive au moins égale à 40 % de leur puissance active maximale ou absorber une puissance réactive au moins égale 35 % de leur puissance active maximale.
- Les centrales raccordées au réseau public de transport doivent être, dans la plage normale de tension, capables :
 - à P_{\max} de fournir de la puissance réactive à hauteur de $0,32 P_{\max}$ et d'en absorber à hauteur de $0,35 P_{\max}$;
 - à une puissance de fonctionnement quelconque P , de fournir de la puissance réactive à hauteur de $0,30 P_{\max}$ et d'en absorber à hauteur de $0,28 P_{\max}$.

Pour ce qui est des générateurs synchrones, leurs besoins en puissance réactive sont satisfaits par des batteries de compensation connectées soit directement au niveau de l'installation ou au poste transformateur HTB/HTA.

2.4.1.4.2 Réglage de fréquence

Les installations à base d'énergie fatale (dont font partie l'éolien et le photovoltaïque) sont dispensées de réglage de fréquence.

2.4.1.1.5 Qualité de tension

2.4.1.5.1 Flicker

Les indicateurs de sévérité du *flicker* sont d'une part, le $P_{st, flicker}$ à court terme quantifié sur 10 minutes et d'autre part, le $P_{lt, flicker}$ à long terme quantifié sur 120 minutes. Le « P_{lt} en fonctionnement établi » indique la sévérité du phénomène de *flicker* en fonctionnement établi. Le « P_{st} et P_{lt} lors des opérations de découplage » indique la sévérité du phénomène de *flicker* lors des opérations de découplage.

En réseau de distribution, le niveau de contribution des sites perturbateurs tels que les fermes éoliennes et photovoltaïques au papillonnement doit être limité à 0,35 en P_{st} et à 0,25 en P_{lt} au point de raccordement.

En réseau de transport (HTB) la contribution limite au niveau de papillonnement est : $P_{st} < 1$ (0,6 en 400 kV).

2.4.1.5.2 Harmoniques

Les limites d'émission en courant sont déterminées au prorata de la puissance apparente maximale de l'installation de production S . A chaque harmonique de rang n

CHAPITRE 2

est associé un coefficient de limitation k_n . Les courants harmoniques émis par l'installation de production doivent être limités à :

$$I_{hn} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c} \quad (2.6)$$

où :

- U_c est la valeur de la tension au point de livraison,
- S est la puissance apparente maximale,
- K_n est le coefficient de limitation de rang n .

2.4.2 Solutions techniques

Lorsque des problèmes apparaissent lors des études d'insertion de l'éolien et du photovoltaïque dans les réseaux électriques, plusieurs solutions sont proposées. Les principales sont (Bousseau, et al., 2004):

- le renforcement des réseaux,
- l'effacement de la production,
- l'amélioration des technologies de production éolienne,
- la coordination avec d'autres moyens de production,
- le contrôle de charges,
- les systèmes de compensation de réactif,
- les systèmes de *Fault Ride Through* (tenue sur creux de tension),
- le stockage de l'énergie,
- les limiteurs de courants de court-circuit,
- les protections directionnelles et les filtres.

Pour chaque problèmes et contraintes énoncés au paragraphe précédent, il existe plusieurs solutions. Le choix de ces solutions se fera en fonction de critères économiques, sociaux et environnementaux et politiques.

De grandes tendances se dégagent dans le processus de choix des solutions. Tout d'abord certaines solutions sont déjà prises en compte dans les référentiels techniques et dans les études de raccordement effectuées par le gestionnaire de réseau (renforcement de réseaux, filtres anti harmoniques ou filtres « bouchon » pour la TCFM, protections directionnelle, limiteurs de courant ou encore changement du point de raccordement de l'unité de production d'EnR).

Le processus de choix des solutions commence par l'analyse de celles proposées par le gestionnaire de réseau. Si leur coût est acceptable, le processus s'arrête là. Dans le cas contraire, si la rentabilité du projet est remise en cause, d'autre solutions seront envisagées :

- sur les réseaux insulaires français, l'effacement de la production, pour autant qu'il soit limité en temps et ne mette pas en péril la rentabilité du projet, est une solution simple et efficace déjà prévue par les arrêtés.
- Les solutions au niveau technologique seront ensuite privilégiées : amélioration des technologies existantes voire changement de technologie.

Même s'il est certain que des enjeux importants sont associés aux contraintes de raccordement : sécurité des personnes et des biens, exploitation fiable du réseau, respect des engagements des opérateurs de réseau, il se pose néanmoins la question de la **probabilité d'occurrence des différents problèmes liés au raccordement des EnR dans les réseaux**. Est-il nécessaire de mettre en œuvre des solutions complexes et coûteuses pour des contraintes qui ne se produiront pas ou très rarement ? Existe-t-il d'autres solutions simples mais plus drastiques qui seraient tout à fait justifiées pour ces événements rares ?

Les solutions basées sur l'effacement de la production renouvelable constituent une première approche dans ce sens. Pour systématiser ce genre d'approche, l'utilisation de méthodes probabilistes dans l'analyse des contraintes liées au raccordement des EnR s'avère nécessaire.

2.5 Conclusion

L'intégration importante des énergies renouvelables dans les systèmes électriques entraîne la mutation de ces derniers d'une structure verticale vers une structure horizontale (avec des injections de puissance à tout les niveaux de tension ; notamment dans le réseau de distribution). L'arrivée des EnR pose aux gestionnaires de réseaux de nouveaux défis techniques notamment à cause de la variabilité de la production et aussi de leurs faibles capacités à fournir les services systèmes même si l'évolution des technologies va sûrement palier ce dernier inconvénient. Les EnR impactent localement et globalement les systèmes électriques. Leur raccordement au système fait l'objet d'études en vue de vérifier si elles respectent les conditions techniques des différents gestionnaires de réseaux. Certaines des conditions de raccordement ont été modifiées pour s'adapter au mieux aux particularités de l'éolien et du photovoltaïque.

3 De la caractérisation probabiliste d'un système électrique

L'aléa est omniprésent aussi bien en exploitation qu'en planification des systèmes électriques.

Le fonctionnement d'un système électrique sur une période donnée se caractérise par les variations plus ou moins corrélées d'une multitude de paramètres importants. Cette relative « vie » du système impose aux exploitants et aux gestionnaires de réseaux des défis dont un des plus importants est la maîtrise de l'impact lié à ces variations. Cela passe par une modélisation probabiliste de tous les paramètres participant au fonctionnement du système électrique autrement dit par une caractérisation probabiliste du système électrique.

3.1 Eléments de probabilités et statistiques

3.1.1 Qu'est ce qu'une probabilité ?

3.1.1.1 Définitions

Au sens scientifique et technique du terme, la probabilité définit de façon quantitative la vraisemblance d'un ou de plusieurs événements. Au sens strictement mathématique, il s'agit d'une valeur variant de zéro (événement impossible) à un (événement certain). On parle principalement de probabilité expérimentale et de probabilité théorique. Ces deux notions peuvent être définies comme suit :

Probabilité expérimentale : elle est déduite de toute la population concernée. Par exemple, si sur 8760 heures de l'année, il y a eu 10 heures de coupure d'électricité, on dit que la probabilité de coupure est $P[\text{coupure}] = 10/8760 = 0,00114$. Il s'agit ici d'une connaissance *a posteriori* de la probabilité.

Probabilité théorique : elle est déterminée grâce à l'étude du phénomène sous-jacent sans expérimentation. Il s'agit donc d'une connaissance *a priori* par opposition à la définition précédente.

CHAPITRE 3

Les événements impossibles et certains étant très rares, la grande majorité des événements ont une probabilité comprise entre 0 et 1. Ils ont donc en général deux états (où s'ils en ont plusieurs, ceux-ci peuvent être classés en deux catégories) : favorable ou succès (l'événement s'est produit) et défavorable ou échec (l'événement ne s'est pas produit). Les probabilités d'avoir chacun des états se calculent donc comme suit :

$$\left. \begin{aligned} P[\text{succès}] = p &= \frac{\text{nombre de succès}}{\text{nombre total d'expériences}} \\ P[\text{échec}] = q &= \frac{\text{nombre d'échecs}}{\text{nombre total d'expériences}} \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

3.1.1.2 Le calcul de probabilité en ingénierie

Comme indiqué au paragraphe précédent, il existe deux définitions de la notion de probabilité : une expérimentale et une théorique. La première est issue de l'approche « fréquentiste » selon laquelle seules ont un sens les probabilités *a posteriori* sur la base de la répétition d'un grand nombre d'événements identiques. *A contrario*, pour les subjectivistes (probabilité théorique), seule la notion de probabilité *a priori*, évaluable en fonction d'un sentiment individuel d'incertitude, peut avoir un sens. Cette évaluation théorique de la probabilité est possible à condition d'avoir une formulation mathématique simple du problème ou *a minima* un moyen de la déduire (forme géométrique d'un dé par exemple). Il se trouve que pour la plupart des problèmes d'ingénierie et en particulier pour les phénomènes qui vont nous intéresser tout au long de cette étude (i.e. : les variations des paramètres et de l'état d'un système électrique), il n'est en général pas possible d'avoir une formulation mathématique simple permettant de déterminer les probabilités *a priori* à partir des connaissances qu'on a du fonctionnement du système. L'approche « fréquentiste » sera donc privilégiée ; les probabilités (et surtout les lois de probabilité) calculées seront issues d'expériences identiquement répétées.

3.1.2 Distributions de probabilité

3.1.2.1 Variables aléatoires

Les règles de calcul de probabilité précédemment décrites permettent de déterminer les probabilités d'événements ayant une formulation mathématique ou une représentation schématique évidente (diagramme de Venn). Dans la pratique des problèmes d'ingénierie, la connaissance mathématique qu'on a du problème n'est en général pas suffisante pour permettre de décrire le comportement du système. On a alors recours à des séries d'expériences et à l'analyse de données collectées pour caractériser le système et ainsi appliquer la théorie des probabilités pour évaluer la probabilité d'occurrence d'un événement quelconque dans le système. De plus l'évolution du système (électrique dans notre cas) fait que ses paramètres varient et, sur une période donnée, les différents éléments du système passent par plusieurs états ayant chacun une probabilité d'occurrence. Le modèle qui sied le mieux à la description d'un tel système est un modèle probabiliste défini sur la base d'une variable aléatoire globale représentant l'état du système. Cette dernière étant la combinaison de variables aléatoires représentant l'état des différents éléments du système. Tout ceci sous l'hypothèse - nécessaire à

CHAPITRE 3

l'application de la théorie des probabilités - que les occurrences des différents états sont aléatoires.

Une variable aléatoire est une application de l'ensemble des épreuves (expériences) dans le corps des réels. Elle est caractérisée par l'ensemble des probabilités associées à tous les états possibles. Une variable aléatoire peut être discrète ou continue.

Une variable aléatoire est dite discrète lorsque son ensemble d'états possibles est fini ou dénombrable. Par exemple lors d'un lancé de dé, la variable aléatoire qui associe à chaque lancé, le numéro de la face apparaissant au dessus est une variable aléatoire discrète car elle n'a que 6 états possibles.

Une variable aléatoire est dite continue si son ensemble d'états possibles est infini et non dénombrable. Par exemple si la vitesse du vent sur un site donné peut prendre toutes les valeurs entre 0 et 30 m/s, les valeurs prises par cette vitesse définissent une variable aléatoire continue.

Une variable aléatoire est entièrement définie par sa loi de probabilité qui se décline sous la forme soit d'une *fonction de répartition*, soit d'une *fonction densité de probabilité*, soit par une *distribution de probabilité*.

3.1.2.2 Fonction de répartition

Soit X une variable aléatoire numérique. La fonction de répartition est complètement décrite par la valeur de la probabilité pour qu'une réalisation de cette variable soit inférieure à x pour tout x : il s'agit donc d'une application F de \mathbb{R} dans $[0, 1]$ définie par :

$$F(x) = P(X < x) \quad (3.2)$$

La fonction de répartition $F(x)$ de la variable aléatoire X représente la proportion de la population considérée dont la valeur est inférieure à x . Elle est clairement « non décroissante » avec des valeurs allant de 0 à 1.

Les événements $X < x$ et $X \geq x$ sont mutuellement exclusifs et complémentaires d'où :

$$P(X < x) = 1 - P(X \geq x) \quad (3.3)$$

Plus généralement, pour toute paire de nombres a et b tels que $a \leq b$,

$$P\{a < x < b\} = F(b) - F(a) \quad (3.4)$$

3.1.2.3 Fonction densité de probabilité

Pour toute valeur x_0 de la variable aléatoire numérique X , la probabilité pour qu'une nouvelle observation de X tombe entre x_0 et $x_0 + dx$ est proportionnelle à dx et est de la forme :

$$\text{Probabilité}(x_0 < x < x_0 + dx) = f(x_0)dx \quad (3.5)$$

Où $f(x)$ est par définition la fonction densité de probabilité.

La fonction densité de probabilité est :

- positive ou nulle quelque soit x ;

CHAPITRE 3

- la valeur de son intégrale de $-\infty$ à $+\infty$ (aire sous la courbe de la Figure 3.1) est égale à 1.

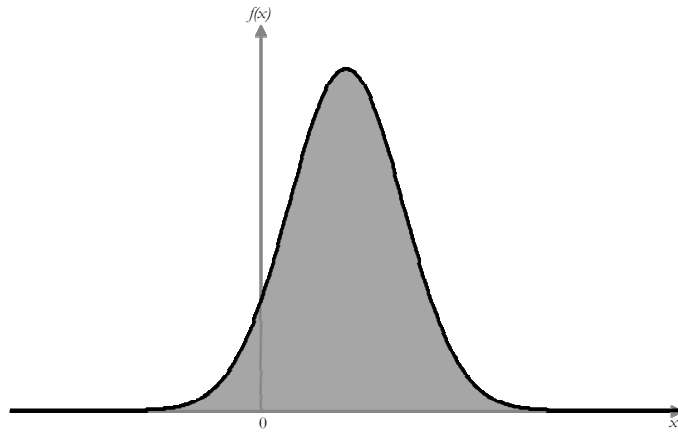


Figure 3.1 Fonction densité de probabilité

La fonction densité de probabilité est intimement liée à la fonction de répartition :

- La valeur de la fonction de répartition en x_0 est égale à l'intégrale de la fonction densité de probabilité de $-\infty$ à x_0 ;

$$F(x_0) = P(X < x_0) = \int_{-\infty}^{x_0} f(x)dx \quad (3.6)$$

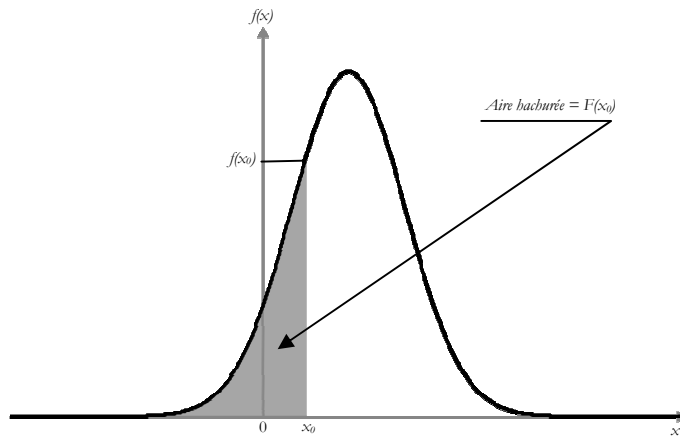


Figure 3.2 Illustration de la détermination de F en fonction f

Plus généralement pour toute paire de nombre a et b tels que $a \leq b$, on écrit :

$$P\{a < X < b\} = \int_a^b f(x)dx \quad (3.7)$$

- Réciproquement la fonction densité de probabilité est la dérivé (pente) de la fonction de répartition quand cette pente est définie.

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} \quad (3.8)$$

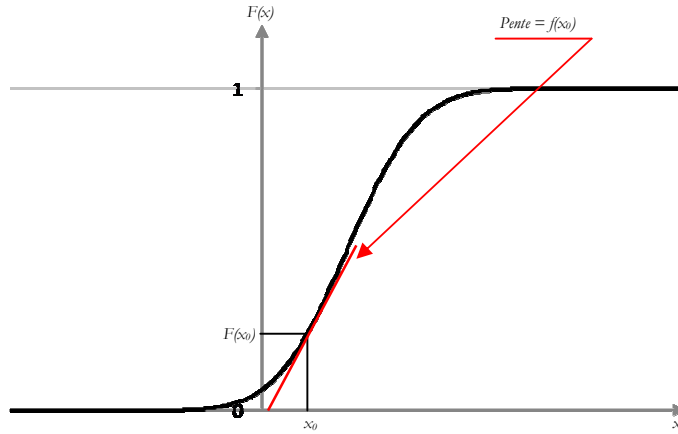


Figure 3.3 Illustration de la détermination de f en fonction F

3.1.2.4 Distribution de probabilité

Il s'agit de l'équivalent pour les variables aléatoires discrètes de la fonction densité de probabilité. A chaque valeur X_i que prend la variable discrète X est attachée la quantité $P_i(X = X_i)$. De façon similaire à ce que l'on a pour les variables continues, on a :

$$P\{A < X < B\} = \sum P_i(X = X_i) \quad (3.9)$$

La sommation portant sur tous les indices i tels que $A < X_i < B$.

Contrairement à une fonction densité de probabilité, une distribution de probabilité ne peut prendre que des valeurs inférieures ou égales à 1 puisque ces valeurs sont de vraies probabilités.

Cette notion de distribution de probabilité est importante car nous aurons dans la majorité des cas recours aux variables aléatoires discrètes pour modéliser le comportement du système électrique. En plus de la distribution de probabilité, il est souvent utile de compléter la description d'une variable aléatoire par ses paramètres caractéristiques tels l'espérance, l'écart type, etc. Ils donnent des informations supplémentaires sur le comportement de la variable. Ces paramètres seront définis dans le paragraphe suivant en priorité pour le cas discret.

3.1.2.5 Espérance mathématique

Soit X une variable aléatoire discrète. L'espérance mathématique de X , notée $E(X)$, est la somme pondérée des valeurs du domaine de X . Les poids étant égaux, par définition, aux probabilités des valeurs correspondantes. Ainsi, si on note $\{x_i\}$ cet ensemble de valeurs, on a, par définition :

CHAPITRE 3

$$E(X) = \sum_i x_i P(X = x_i) \quad (3.10)$$

Si la variable X est continue et admet une densité de probabilité f , alors son espérance se définit comme suit :

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x) dx \quad (3.11)$$

La définition de l'espérance mathématique d'une variable aléatoire est identique à celle de la moyenne μ de la distribution dont elle est issue. On parlera donc d'espérance pour une variable aléatoire et de moyenne pour une distribution.

Note :

Soient X_1, \dots, X_n n variables aléatoires, et $X = X_1 + \dots + X_n$, la variable aléatoire somme. La moyenne de la distribution de X est égale à la somme des moyennes des distributions des variables aléatoires $(X_i)_{i=1, \dots, n}$.

L'espérance de X renseigne sur la tendance centrale de la distribution de X mais ne donne aucune indication sur la dispersion des valeurs de X autour de leur valeur moyenne.

3.1.2.6 Variance et écart-type

La variance est un outil mathématique permettant d'avoir une idée de la dispersion d'une distribution autour de sa moyenne. Elle est définie comme l'espérance du carré de la distance de X à sa moyenne μ .

$$Var(X) = E[(X - \mu)^2] \quad (3.12)$$

Un inconvénient de la variance est qu'elle s'exprime en des unités qui sont les unités de la variable au carré. Ainsi, si X représente la puissance en sortie d'une unité de production en MW, la variance de X sera exprimée en MW^2 .

Pour avoir une mesure de la dispersion qui s'exprime dans la même unité que la variable, on considère la racine carrée de la variance encore appelée écart-type.

$$\sigma(X) = \sqrt{Var(X)} \quad (3.13)$$

3.1.2.7 Covariance et coefficient de corrélation

La covariance est une mesure de la force du lien entre deux variables aléatoires. Soient X_1 et X_2 deux variables aléatoires de moyenne μ_1 et μ_2 respectivement, leur covariance se définit comme l'espérance mathématique du produit $(X_1 - \mu_1)(X_2 - \mu_2)$.

$$Cov(X_1, X_2) = E[(X_1 - \mu_1)(X_2 - \mu_2)] \quad (3.14)$$

Une autre mesure plus couramment utilisée du lien entre deux variables aléatoires est le coefficient de corrélation qui s'exprime comme suit :

$$\rho = \frac{Cov(X_1, X_2)}{\sqrt{Var(X_1)Var(X_2)}} \quad (3.15)$$

Le principal avantage du coefficient de corrélation est qu'il ne dépend pas des unités des variables aléatoires. Lorsque sa valeur tend vers 0, les variables sont dites décorréliées ; lorsqu'elle tend vers 1 les variables sont dites fortement corréliées.

3.1.3 Conclusion

Dans cette partie ont été présentées les notions de base de probabilité et statistique utiles dans la résolution des problèmes d'ingénierie en général. Compte tenu de l'objectif visé, à savoir la modélisation probabiliste d'un système électrique, les notions de variables aléatoires et de lois de probabilité associées sont les plus importantes et seront largement utilisées dans la suite.

3.2 Modèle probabiliste d'un système électrique

3.2.1 Modèle général

En conditions normales de fonctionnement, les paramètres du système (production – transport - consommation) varient. Cependant sur de petites périodes (inférieures à quelques secondes), ces variations sont si faibles que le système peut être considéré comme étant dans un état quasi stable voire stable. Le fonctionnement du système sur de plus longues périodes peut alors être considéré comme une succession de ces états stables, chaque état correspondant à un jeu de paramètres d'entrée (production, consommation, topologie du réseau). Deux approches peuvent dès lors être envisagées pour l'analyse du système électrique :

- En résolvant une équation algébrique (indépendante du temps) d'équilibre production consommation sous contraintes réseau : c'est l'approche déterministe.
- En résolvant la même équation pour plusieurs jeux de paramètres. Ces multiples jeux de paramètres permettent de rendre compte de l'évolution de l'état du système sur une période donnée : c'est l'approche probabiliste.

La première approche ne nécessite la connaissance des paramètres du système que pour un état stable (modèle déterministe) tandis que la deuxième exige une connaissance du comportement variable de chaque paramètre ainsi que les corrélations éventuelles entre ces différentes variations ; c'est ce que nous désignerons par modèle probabiliste du système.

3.2.1.1 Modèle déterministe

La répartition de puissance active et réactive (« load flow ») est le problème fondamental posé dans l'analyse des réseaux électriques. Les données d'entrée de ce problème sont principalement les injections de puissance active et réactive au niveau des nœuds PQ, les injections de puissance active et les tensions aux nœuds PV et la

CHAPITRE 3

topologie du réseau (ensemble de nœuds connectés entre eux par des lignes). La formulation la plus courante du problème de « load flow » le décrit en deux étapes (cf. l'annexe A pour la formulation détaillée) :

- détermination du vecteur d'état du système : il s'agit ici de calculer toutes les tensions aux nœuds (modules et phase),
- détermination de la puissance active et réactive dans toutes les lignes : ces transits sont déduits du vecteur d'état du système.

La résolution du problème de répartition de puissance nous donne un état complet du système. Les données d'entrée du problème (topologies et injections) constituent ce que nous désignerons par modèle déterministe du système électrique. Il s'agit en fait d'une « photographie » représentant un instant donné du fonctionnement du système ou une situation connue.

3.2.1.2 Modèle probabiliste

Le modèle probabiliste d'un système électrique doit permettre de décrire le comportement des variables incertaines du système et les corrélations entre ces incertitudes. Il ne s'agit plus simplement de modéliser le système par un jeu de paramètres d'entrée fixes mais de caractériser, de quantifier l'incertitude liée à ces paramètres. Ainsi dans le modèle probabiliste du système électrique tel que nous le définissons, le jeu de paramètres d'entrée laisse place à un jeu de lois de probabilités, chacune caractérisant la variation d'un paramètre.

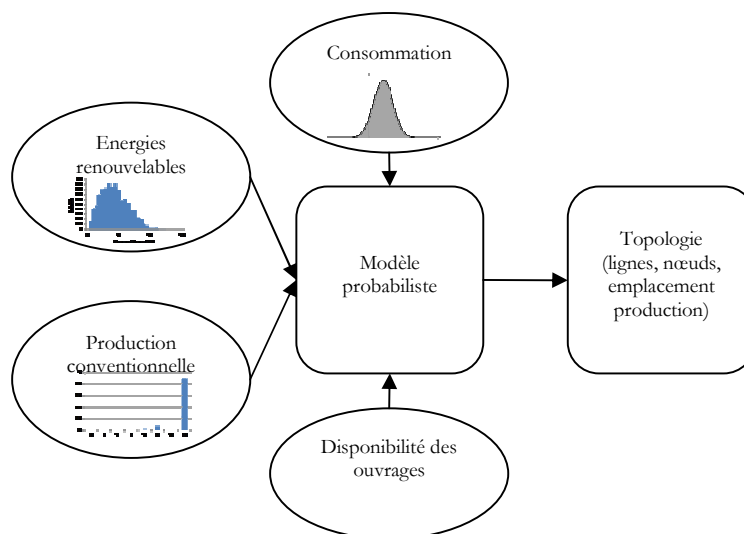


Figure 3.4 Modèle probabiliste pour l'analyse des systèmes électriques

Comme le montre la Figure 3.4, le modèle probabiliste est alimenté par les lois de probabilité de paramètres dont le comportement présente une certaine incertitude. Il s'agit ici de la consommation, de la production renouvelable du fait de son énergie primaire, de la production conventionnelle au travers de la fiabilité de ses unités et de la disponibilité des ouvrages de réseau surtout affectée par les événements météorologiques. Il est évident que, la variabilité de certains paramètres pouvant être

affectée par le même phénomène, il existe des corrélations entre les différentes lois de probabilité.

En langage purement mathématique, le modèle probabiliste d'un système électrique est un vecteur aléatoire X , de dimension n , décrivant les paramètres incertains du système. La fonction densité de probabilité f_X de X n'est en général pas connue. X est donc caractérisé par les fonctions densité de probabilité marginales $(f_{X_i})_{i=1,\dots,n}$ liées à ses composantes X_i et par les corrélations qui lient ces fonctions. La suite de cette section sera consacrée au calcul des fonctions densité de probabilité (ou de répartition le cas échéant) marginales caractérisant l'incertitude (le terme aléa sera plus souvent utilisé) des paramètres du système. La question des corrélations sera traitée dans la section 3.3.

3.2.2 Caractérisation des aléas

3.2.2.1 Aléa lié à la production conventionnelle

La production conventionnelle désigne l'ensemble des centrales de production classiques (thermique, hydraulique, nucléaire...). Il s'agit donc de systèmes constitués de plusieurs unités de production (alternateurs) pouvant indépendamment les uns des autres être hors ou en service. Le principal facteur auquel est dû l'aléa est le taux d'indisponibilité des unités de production.

3.2.2.1.1 Indisponibilité et arbre de probabilités

Indisponibilité

Le taux d'indisponibilité est le pourcentage de temps pendant lequel une unité est hors service. L'unité peut être hors service pour avarie ou pour maintenance préventive. Il convient donc de distinguer les deux composantes du taux d'indisponibilité à savoir l'indisponibilité fortuite et la maintenance programmée.

$$\tau = \tau_f + \tau_m \quad (3.16)$$

Où :

- τ_f est le taux d'indisponibilité fortuit ou taux de pannes,
- τ_m est le taux d'indisponibilité lié à la maintenance.

La vie d'une unité de production est rythmée par des périodes de fonctionnement normal, des périodes de maintenance programmée - réalisée à intervalles réguliers - et des périodes de non fonctionnement dues à des pannes qui peuvent arriver à tout moment. Par conséquent, si on étudie la variation de la production d'un système sur un intervalle de temps inférieur à la durée qui sépare deux opérations de maintenance programmée consécutives, le taux d'indisponibilité peut raisonnablement être considéré uniquement au travers de sa composante fortuite. Dans le cas contraire, il faut inclure le temps de maintenance programmée dans la définition de l'indisponibilité.

Pour la modélisation probabiliste des systèmes de production, nous utiliserons le taux de disponibilité $d = 1 - \tau$.

Arbre de probabilités

La méthode la plus adaptée pour déterminer la distribution de probabilité de la puissance produite par des systèmes de production conventionnelle est l'arbre de probabilités. Cette méthode n'est applicable que pour des systèmes dont chaque unité est indépendante du point de vue de l'indisponibilité. L'exemple illustré par la Figure 3.5 est celui d'un système de 3 unités (deux de 5 MW et une de 10 MW) avec des taux de disponibilité de 0.95 pour les deux unités de 5 MW et 0.98 pour l'unité de 10 MW.

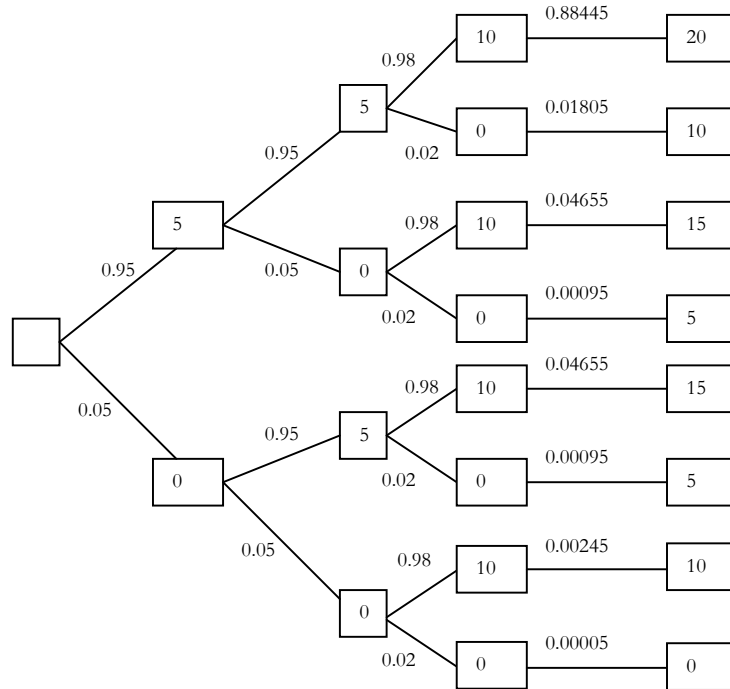


Figure 3.5 Arbre de probabilités pour un cas simple

A partir de cet arbre on peut calculer les probabilités d'occurrence des 5 niveaux de puissance de ce système ; ce qui correspond à la distribution de probabilité de la puissance en sortie du système. De cette dernière on déduit les probabilités cumulées (Tableau 3.1).

Tableau 3.1 Probabilité des différents états et probabilités cumulées

Puissance (MW)	Probabilités d'occurrence	Probabilité cumulées
0	0.00005	0.00005
5	0.0019	0.00195
10	0.0205	0.02245
15	0.0931	0.11555
20	0.88445	1

CHAPITRE 3

On remarquera tout de suite que pour un système ayant un nombre d'unités de plus en plus élevé, la construction de l'arbre des probabilités devient prohibitive en temps d'exécution. D'où la nécessité d'automatiser cette tâche par le biais d'un algorithme que nous décrirons dans les paragraphes suivants, dans un premier temps pour un système constitué d'unités à deux états puis en généralisant pour des systèmes constitués d'unités multi-états.

3.2.2.1.2 Modèle basé sur l'indisponibilité

Systèmes avec unités à deux états

La colonne des probabilités cumulées dans le Tableau 3.1 représente en fait la fonction de répartition de probabilité de la puissance produite par le système. Nous désignerons par F la fonction de répartition et par f la fonction qui à chaque état associe sa probabilité d'occurrence (distribution de probabilité). Inversement au processus décrit au paragraphe 3.2.2.1.1 qui permettait à l'aide d'un arbre de probabilités de calculer la distribution de probabilité f et ensuite la fonction de répartition F , la fonction f est déductible de F par la formule :

$$\begin{cases} f(0) = F(0) \\ f(X_t) = F(X_t) - F(X_{t-1}) \end{cases} \quad (3.17)$$

X_t et X_{t-1} sont deux états successifs du système.

Rappel :

Pour un niveau de puissance x , $F(x)$ est la probabilité pour que le système produise une puissance inférieure ou égale à x .

La fonction de répartition F est calculée à l'aide d'un algorithme récursif basé sur la formule décrite par l'équation 3.18 qui donne la probabilité pour que la puissance fournie par le système soit inférieure ou égale à X après qu'on lui ait rajouté une unité de capacité C MW. Cette formule s'inspire des travaux de Billinton et Allan dans (Billinton, et al., 2004). Elle caractérise les systèmes ayant des unités à deux états (disponible, indisponible).

$$F(X) = (1 - d) \times F^a(X) + d \times F^a(X - C) \quad (3.18)$$

Où :

- C représente la capacité en MW d'une nouvelle unité ajoutée au système,
- d est le taux de disponibilité de cette nouvelle unité,
- $F^a(X)$ et $F(X)$ représentent les probabilités de produire une puissance inférieure à X avant et après l'ajout de l'unité de capacité C (MW).

CHAPITRE 3

Le principe de l'algorithme est de calculer F pour une unité (par exemple l'unité de 5 MW avec $d = 0.95$; on a alors $F(0) = 0.05$ et $F(5) = 1$), de rajouter une nouvelle unité et de calculer F pour le nouveau système jusqu'à atteindre la capacité totale du système que l'on veut modéliser.

L'expression 3.18 s'initialise de la façon suivante :

$$\begin{cases} F^a(x) = 0 & \text{si } x < 0 \\ F^a(x) = 1 & \text{si } x \geq C^a \end{cases} \quad (3.19)$$

C^u est la capacité totale du système avant l'ajout de la nouvelle unité.

L'algorithme est illustré en utilisant les données de l'exemple simple décrit précédemment comme suit :

Etape 1 : première unité de 5 MW

$$\begin{aligned} F(0) &= 0.05 \times F^a(0) + 0.95 \times F^a(-5) = 0.05 \times 1 + 0.95 \times 0 = 0.05 \\ F(5) &= 0.05 \times F^a(5) + 0.95 \times F^a(0) = 0.05 \times 1 + 0.95 \times 1 = 1 \end{aligned}$$

Etape 2 : Ajout de la deuxième unité de 5 MW

$$\begin{aligned} F(0) &= 0.05 \times F^a(0) + 0.95 \times F^a(-5) = 0.05 \times 0.05 + 0.95 \times 0 = 0.0025 \\ F(5) &= 0.05 \times F^a(5) + 0.95 \times F^a(0) = 0.05 \times 1 + 0.95 \times 0.05 = 0.0975 \\ F(10) &= 0.05 \times F^a(10) + 0.95 \times F^a(5) = 0.05 \times 1 + 0.95 \times 1 = 1 \end{aligned}$$

Etape 3 : Ajout de l'unité de 10 MW

$$\begin{aligned} F(0) &= 0.02 \times F^a(0) + 0.98 \times F^a(-10) = 0.02 \times 0.0025 + 0.98 \times 0 = 0.00005 \\ F(5) &= 0.02 \times F^a(5) + 0.98 \times F^a(-5) = 0.02 \times 0.0975 + 0.98 \times 0 = 0.00195 \\ F(10) &= 0.02 \times F^a(10) + 0.98 \times F^a(0) = 0.02 \times 1 + 0.98 \times 0.0025 = 0.02245 \\ F(15) &= 0.02 \times F^a(15) + 0.98 \times F^a(5) = 0.02 \times 1 + 0.98 \times 0.0975 = 0.11555 \\ F(20) &= 0.02 \times F^a(20) + 0.98 \times F^a(10) = 0.02 \times 1 + 0.98 \times 1 = 1 \end{aligned}$$

L'algorithme nous permet de déterminer la fonction de répartition de la puissance produite. La distribution de probabilité en est déduite en utilisant l'équation 3.17.

Systèmes à unités multi-états

L'expression 3.18 peut être généralisée pour tenir compte des systèmes comportant des unités ayant plusieurs états c'est-à-dire ayant plusieurs niveaux de production chacun caractérisé par une probabilité. Ainsi pour l'adjonction d'une unité multi états (C_p, C_2, \dots, C_n) de capacité C MW au système, l'équation devient :

$$F(X) = \sum_{i=1}^n p_i F^a(X - C_i) \quad (3.20)$$

CHAPITRE 3

où :

- n est le nombre d'état de l'unité rajoutée,
- C_i est la capacité disponible à l'état i ,
- p_i est la probabilité que l'unité soit à l'état i

Note :

Cet algorithme nous permet de calculer la fonction de répartition de la puissance produite par un parc de production comportant par exemple des fermes éoliennes (qui sont des unités de production multi-états) à condition de représenter toute la production éolienne comme une unité de production à plusieurs états.

Illustration :

Considérons l'unité de 10 MW de l'exemple précédent avec trois états comme indiqué dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 Unité ayant plus de deux états

Etat	Probabilité
0	0.02
2	0.08
10	0.9

L'étape 3 de l'algorithme devient :

$$\begin{aligned}
 F(0) &= 0.02 \times F^a(0) + 0.08 \times F^a(-2) + 0.9 \times F^a(-10) = 0.9 \times 0.0025 + 0.08 \times 0 + 0.9 \times 0 = 0.00005 \\
 F(2) &= 0.02 \times F^a(2) + 0.08 \times F^a(0) + 0.9 \times F^a(-8) = 0.9 \times 0.0025 + 0.08 \times 0.0025 + 0.9 \times 0 = 0.00025 \\
 F(5) &= 0.02 \times F^a(5) + 0.08 \times F^a(3) + 0.9 \times F^a(-5) = 0.02 \times 0.0975 + 0.08 \times 0.0025 + 0.9 \times 0 = 0.00215 \\
 F(7) &= 0.02 \times F^a(7) + 0.08 \times F^a(5) + 0.9 \times F^a(-3) = 0.9 \times 0.0975 + 0.08 \times 0.0975 + 0.9 \times 0 = 0.00975 \\
 F(10) &= 0.02 \times F^a(10) + 0.08 \times F^a(8) + 0.9 \times F^a(0) = 0.02 \times 1 + 0.08 \times 0.0975 + 0.9 \times 0.0025 = 0.03005 \\
 F(12) &= 0.02 \times F^a(12) + 0.08 \times F^a(10) + 0.9 \times F^a(2) = 0.02 \times 1 + 0.08 \times 1 + 0.9 \times 0.0025 = 0.10025 \\
 F(15) &= 0.02 \times F^a(15) + 0.08 \times F^a(13) + 0.9 \times F^a(5) = 0.02 \times 1 + 0.08 \times 1 + 0.9 \times 0.0975 = 0.108775 \\
 F(20) &= 0.02 \times F^a(20) + 0.08 \times F^a(18) + 0.9 \times F^a(10) = 0.02 \times 1 + 0.08 \times 1 + 0.9 \times 1 = 1
 \end{aligned}$$

La distribution de probabilité est déduite pareillement au cas précédent en utilisant l'équation 3.17. Le Tableau 3.3 et la Figure 3.6 résument les résultats de ce dernier cas.

Tableau 3.3 Probabilité des différents états et probabilités cumulées

Puissance (MW)	Probabilités d'occurrence	Probabilité cumulées
0	0,00005	0,00005
2	0,0002	0,00025
5	0,0019	0,00215
7	0,0076	0,00975

CHAPITRE 3

Tableau 3.3 Probabilité des différents états et probabilités cumulées (suite)

Puissance (MW)	Probabilités d'occurrence	Probabilité cumulées
10	0.0203	0,03005
12	0,0702	0,10025
15	0.008525	0,108775
20	0.88445	1

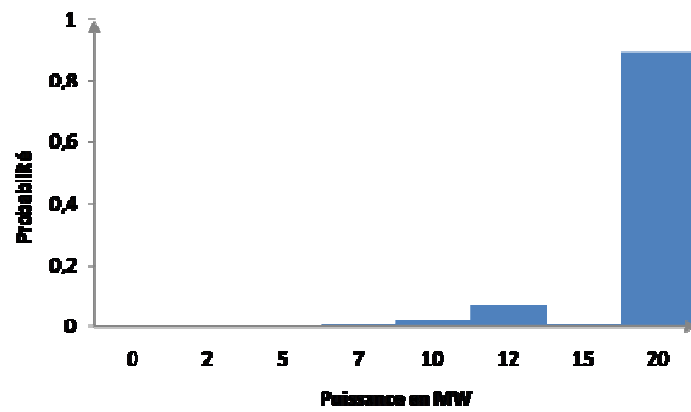


Figure 3.6 distribution de probabilité pour une centrale à 3 unités dont une est multi états

Le processus précédemment présenté est exécuté à l'aide de l'algorithme décrit en encadré et dont la version MATLAB est donnée en annexe C. Les données d'entrée de cet algorithme sont :

$R_s = \begin{pmatrix} r_1 \\ \vdots \\ r_l \end{pmatrix}$ vecteur des puissances maximales de chaque machine de la centrale ;

$N_s = \begin{pmatrix} n_1 \\ \vdots \\ n_l \end{pmatrix}$ vecteur des nombre d'états de chaque machine ;

$C_s = \begin{bmatrix} c_{11} & \cdots & c_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{l1} & \cdots & c_{ln} \end{bmatrix}$ matrice des niveaux de puissance de chaque machine ;

$P_s = \begin{bmatrix} p_{11} & \cdots & p_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{l1} & \cdots & p_{ln} \end{bmatrix}$ matrice des probabilités d'occurrence des niveaux de puissance de chaque machine ;

Inc : pas de discrétisation de la distribution de probabilité.

l : nombre de machines ;

n : nombre d'échantillons.

CHAPITRE 3

```

[X, F(X), f(X)] = PDF_centrale (C, P, N, R, Inc, l)
'Première unité'
R = r1
m1 = division euclidienne de R par Inc

    Pour i = 1 à m1+1
        X[i] = (i-1)Inc ;
    Fin

    Pour j = 1 à n1
        Pour i = 1 à m1+1
            Si X[i] - c1j < 0 alors Fa[i] = Fa(X[i] - c1j) = 0 ;
            Sinon Fa(X[i] - c1j) = 1 ;
        Fin
        P1[j] = p1j;
    Fin

Ajout_machine (P1, Fa, m1, n1) ;

Pour k = 2 à l
    R = R + rk
    mk = division euclidienne de R par Inc ;
    Pour i = 1 à mk+1
        X[i] = (i-1)Inc ;
    Fin

    Pour j = 1 à nk
        Pour i = 1 à mk+1
            Si X[i] - ckj < 0 alors Fa[i] = Fa(X[i] - ckj) = 0 ;
            Sinon si X[i] - ckj > mk-1Inc alors Fa(X[i] - ckj) = 1 ;
        Fin
        Pk[j] = pkj;
    Fin

Ajout_machine (Pk, Fa, mk, nk) ;
Fin

f(X[1]) = F(X[1]) ;

Pour i = 2 à m1 + 1
    f(X[i]) = F(X[i]) - F(X[i-1]) ;
Fin

Ajout_machine (Pk, Fa, mk, nk)

    Pour i = 1 à mk + 1
        F(X[i]) =  $\sum_{j=1}^{n_k} p_{kj} F^a(X[i] - c_{kj})$ 
    Fin
Fin

```

En résumé, l'aléa lié à la production conventionnelle est, ici, essentiellement défini par la disponibilité des unités élémentaires de production. Cette disponibilité est quantifiée par un taux de disponibilité qui tient compte des indisponibilités fortuites et/ou programmées des unités. Pour des études sur des horizons de temps longs (> 1 an) le taux d'indisponibilité doit tenir compte de l'indisponibilité programmée. L'algorithme développé permet de calculer le modèle probabiliste de la production d'un système à l'échelle d'une centrale voire d'un parc de production.

3.2.2.1.3 Modèles de fréquence et de durée

Une autre méthode de caractérisation probabiliste de la production conventionnelle est l'utilisation des modèles dits de fréquence et de durée introduits par Halperin et Adler

CHAPITRE 3

en 1958. A la différence des modèles précédents, ils permettent d'avoir des informations sur la fréquence d'occurrence ou sur la durée probables d'une défaillance. Ils nécessitent la connaissance pour chaque unité du système, des données suivantes :

- le taux de panne λ ;
- le taux de maintenance μ .

Connaissant ces deux paramètres, on calcule pour un système donné, la probabilité pour que « X MW soient hors service » après l'ajout d'une unité de capacité C MW et de taux d'indisponibilité d . Ces calculs se font à l'aide d'un algorithme récursif basé sur les formules (Billinton, et al., 2004):

$$p(X) = p^a(X)(1 - d) + p^a(X - C)d \quad (3.21)$$

$$\lambda_+(X) = \frac{p^a(X)(1 - d)\lambda_+^a(X) + p^a(X - C)d(\lambda_+^a(X - C) + \mu)}{p(X)} \quad (3.22)$$

$$\lambda_-(X) = \frac{p^a(X)(1 - d)(\lambda_-^a(X) + \lambda) + p^a(X - C)d(\lambda_-^a(X - C))}{p(X)} \quad (3.23)$$

- $p^a(X)$ et $p(X)$ sont les probabilités avant et après l'ajout de la nouvelle unité pour que «X MW soient hors service ».
- $\lambda_+(X)$ et $\lambda_-(X)$ les taux de transition vers une capacité plus grande et vers une capacité plus petite.

Cet algorithme est généralisable pour les systèmes composés d'unité multi-états ; les formules deviennent alors (Billinton, et al., 2004) :

$$p(X) = \sum_{i=1}^n p^a(X - C_i)p_i \quad (3.24)$$

$$\lambda_+(X) = \frac{\sum_{i=1}^n p^a(X - C_i)p_i(\lambda_+^a(X - C_i) + \lambda_+(C_i))}{p(X)} \quad (3.25)$$

$$\lambda_-(X) = \frac{\sum_{i=1}^n p^a(X - C_i)p_i(\lambda_-^a(X - C_i) + \lambda_-(C_i))}{p(X)} \quad (3.26)$$

Ces algorithmes permettent de calculer pour chaque niveau de puissance du système, la probabilité pour que cette puissance ne soit pas disponible. On peut en déduire la distribution de probabilité du système en se rappelant que la probabilité pour que « X MW soient hors service » est égale à la probabilité pour que « $(P_t - X)$ MW soient en service » ; P_t étant la puissance totale du système.

3.2.2.1.4 Choix du modèle

Les modèles de fréquence et de durée et les modèles basés sur les taux de disponibilité aboutissent à des résultats équivalents en termes de scénario d'évolution d'un parc de production pour respecter une contrainte de fiabilité (Billinton, et al., 2004). Il est impossible d'affirmer qu'une des deux approches est meilleure que l'autre en toutes circonstances (Billinton, et al., 2004). Les modèles de fréquence donnent des

CHAPITRE 3

informations sur les durées et fréquences de défaillance et de maintenance des composants du système et pour cela nécessitent des données sur les taux de panne et de maintenance. Dans ce travail, les modèles basés sur les taux de défaillance ont été préférés pour leur simplicité de mise en œuvre. De plus ces modèles donnent toute l'information nécessaire aux études de planification qui seront effectuées.

3.2.2.2 Aléa lié au réseau

L'aléa lié au réseau provient principalement de l'indisponibilité des lignes. Par exemple, le taux d'indisponibilité fortuite d'une liaison aérienne 90 kV (i.e. la probabilité P de se trouver hors service à un instant donné) se calcule avec la formule 3.27 (EDF R&D, 2007).

$$P = (1.8n + 0.1L)10^{-4} \quad (3.27)$$

où :

- L est la longueur de la liaison en km,
- et n est le nombre de cellules de la liaison (deux en général).

Une représentation probabiliste rigoureuse du réseau devrait tenir compte de cette probabilité pour chaque ligne. Les réseaux électriques étant en général dimensionnés pour des situations « N-1 »², l'aléa lié à la disponibilité des lignes sera pris en compte dans les études en simulant systématiquement le fonctionnement du système en « N » et en « N-1 ».

3.2.2.3 Aléa lié à la consommation

La modélisation probabiliste du système serait incomplète sans un modèle probabiliste de la consommation dont la variabilité au cours du temps est importante. Il existe trois grands types de représentation de la consommation (Billinton, et al., 2004): la plus simple est la représentation sous forme d'un point de fonctionnement (cas de charge), les deux autres tiennent compte de sa variabilité, il s'agit des séries chronologiques et des modèles dits d'intervalles.

3.2.2.3.1 Modélisation par point de fonctionnement

Cette représentation peut se résumer à un simple chiffre donnant la consommation instantanée globale d'un système (consommation maximale par exemple). Un tel modèle est classiquement utilisé pour le calcul de critère de fiabilité tel que le « LOLP » (*loss of load probability*) qui est la probabilité de ne pas satisfaire la demande sur une période donnée.

Des variantes plus complexes de ce type de modélisation prennent en compte la répartition géographique de la consommation. Elles sont nécessaires dès lors qu'on tient compte des contraintes de réseau.

3.2.2.3.2 Modélisation par séries chronologiques

Pour plusieurs raisons il peut être nécessaire voire primordial d'utiliser la représentation en séries chronologiques. Dans un problème de « *unit commitment* » (gestion prévisionnelle du parc de production à un horizon allant de l'heure à quelque jours), il

² Situations de fonctionnement du système correspondant à la perte d'un ouvrage (ligne par exemple).

est essentiel de savoir, par exemple, s'il est préférable de satisfaire la demande maximale avec une centrale à vapeur ayant des coûts de démarrage élevés mais des coûts de fonctionnement raisonnablement bas ou avec une turbine à gaz qui coûte moins cher au démarrage qu'en fonctionnement. Cette décision dépendra, entre autre, de l'état du système (réserve disponible sur les groupes en fonctionnement, nombre et type d'unités disponibles pour un démarrage rapide ect...) à l'instant où la demande atteindra son maximum. Cette information ne peut être obtenue qu'au travers de séries chronologiques car l'état du système à un instant donné dépend de l'état à l'instant précédent.

3.2.2.3.3 Modèles d'intervalles

La série chronologique présente l'inconvénient d'être difficilement simulable par une fonction mathématique (surtout à long terme). De plus, bien souvent on n'a pas besoin de toutes les informations que nous apporte la série chronologique. Plusieurs problèmes de planification et même d'exploitation des systèmes électriques nécessitent moins la connaissance de la séquence chronologique exacte que celle de la probabilité d'avoir la consommation comprise dans un certain intervalle. Cette information est entièrement déductible d'une distribution de probabilité (histogrammes) ou d'une fonction de répartition.

Les histogrammes de consommation annuelle (Figure 3.7) d'un système électrique insulaire français montrent que son comportement sur l'année peut être modélisée par une gaussienne dont les paramètres principaux (moyenne, écart-type, minimum et maximum) varient d'une année à l'autre.

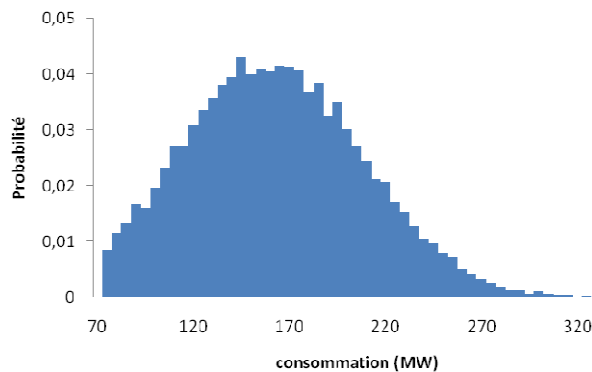


Figure 3.7 Exemple de distribution de probabilité de la consommation

On constate que les paramètres classiques d'un système électrique présentent un comportement qui peut être considéré comme aléatoire et par conséquent peuvent être modélisés par des lois de probabilité. Le nouveau paradigme du système électrique se caractérise par l'apparition de nouveaux moyens de production à tous les niveaux de tension. Il s'agit en particulier de la production renouvelable d'origine éolienne et solaire photovoltaïque. Ces moyens de production, en plus de l'aléa conventionnel lié aux indisponibilités, ont un comportement aléatoire du fait même de leurs énergies primaires.

3.2.3 Modélisation probabiliste de la production d'énergie renouvelable

Le problème posé ici est de trouver la distribution de probabilité de la puissance en sortie d'une installation de production d'énergie renouvelable connaissant la distribution de probabilités de son énergie primaire (vent ou ensoleillement).

3.2.3.1 Production éolienne

3.2.3.1.1 A l'échelle d'une turbine éolienne

Principe de conversion de l'énergie

La turbine éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La puissance récupérée varie en fonction de la vitesse du vent de la façon décrite dans l'équation 3.28.

$$P_t = \frac{1}{2} \rho S v^3 C_p \quad (3.28)$$

Où :

- ρ est la densité volumique de l'air,
- S est la surface balayée par les pales,
- v est la vitesse du vent à hauteur de la nacelle,
- C_p est le coefficient de puissance ou constante de Betz.

Toutes les turbines sont caractérisées par une vitesse de démarrage v_D , une vitesse nominale v_N et une vitesse maximale v_M . Ces vitesses définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent.

- La zone 1 où l'éolienne ne fournit pas d'énergie car la vitesse du vent est inférieure à sa vitesse de démarrage.
- La zone 2 où l'éolienne développe une puissance qui varie comme le cube de la vitesse du vent. Celle-ci étant comprise entre v_D et v_M .
- La zone 3 où la turbine atteint sa puissance nominale. Celle-ci reste constante pour les éoliennes équipées d'une régulation par angle de calage (« pitch regulation ») et décroît sensiblement pour les autres.
- La zone 4 où l'éolienne ne fournit à nouveau plus d'énergie pour des raisons de sécurité car la vitesse du vent est supérieure à sa vitesse maximale.

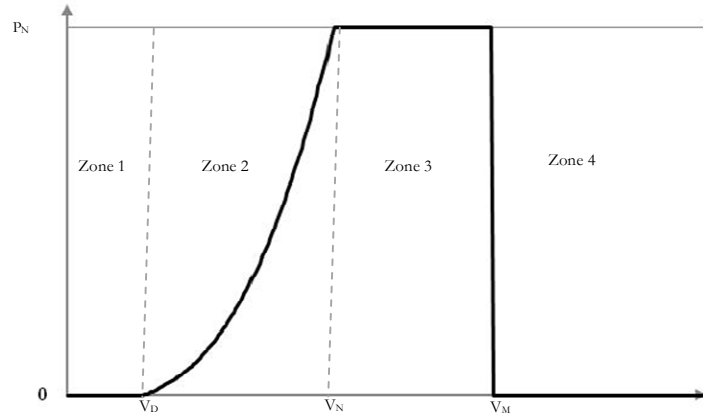


Figure 3.8 Caractéristique vent-puissance

Il est possible d'avoir une expression mathématique de la caractéristique vent-puissance de la Figure 3.8 (équation 3.34). De fait, pour les turbines à vitesse variable avec régulation par angle de calage, il est possible de calculer une expression mathématique de la densité de probabilité à partir de celle de la vitesse du vent.

Modèle probabiliste du vent

La vitesse du vent est un phénomène physique stochastique qui peut être modélisé approximativement par un processus à variable aléatoire discrète. Plusieurs lois de probabilité ont été testées pour caractériser la vitesse du vent (Weibull, Rayleigh, χ^2 , loi normale...). Il en ressort que la loi de distribution de Weibull et son cas particulier - loi de Rayleigh - représentent de façon adéquate la distribution de la vitesse du vent (Castro Sayas, et al., 1996), (Carlin, et al., 1982), (Bossanyi, et al., 1979). Dans la majorité des études d'insertion de l'éolien rencontrées dans la littérature, la vitesse du vent est donc caractérisée par la distribution de Weibull dont la fonction de répartition est :

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.29)$$

et la fonction densité de probabilité est :

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.28)$$

Avec :

- k paramètre de forme qui caractérise la répartition du vent,
- c paramètre d'échelle qui caractérise la vitesse du vent (plus c est élevé plus l'énergie se trouve dans les hautes vitesses),
- v vitesse du vent « instantanée ».

la variable aléatoire « vitesse du vent » est souvent représentée par la distribution de Rayleigh (Weibull avec $k = 2$) dont la fonction de répartition est la suivante :

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.31)$$

et la fonction densité de probabilité est :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (3.32)$$

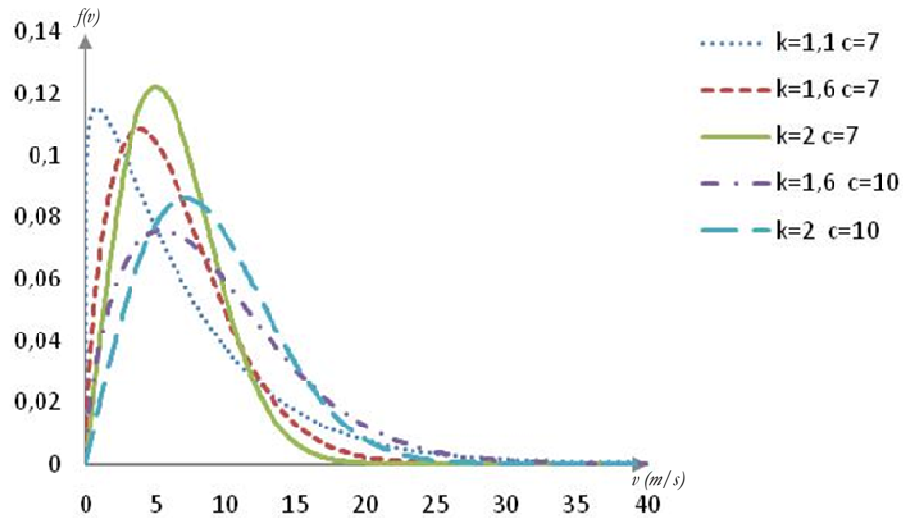


Figure 3.9 Exemples de lois de Weibull

Une autre modélisation probabiliste de la vitesse du vent est proposée par Castro Sayas *et al* (Castro Sayas, et al., 1996) et par Leite *et al* (Leite, et al., 2006). Elle consiste à modéliser la vitesse du vent par le biais d'une chaîne de Markov avec un nombre fini d'états. Les états étant en fait les niveaux de vitesse classés par ordre croissant. Cette modélisation nécessite pour qu'elle soit adéquate que le processus modélisé soit stationnaire ; c'est-à-dire qu'il ait le même comportement sur une période quelque soit l'origine choisie. Ceci veut aussi dire que ce processus a une moyenne et un écart type constants quelque soit la séquence de données choisies. Du fait des variations saisonnières du vent, la vitesse moyenne et l'écart type ne sont pas constants. Outre sa complexité (nécessité de définir les probabilités de passage d'un état quelconque à un autre), cette méthode présente l'inconvénient de ne pas être valable dès lors que l'on essaye de modéliser la variation de la vitesse du vent sur une période de temps inférieure à l'année. La modélisation probabiliste du vent par la loi de Weibull sera donc préférée à cette dernière méthode.

Modèle probabiliste de la puissance produite par la turbine

A partir de la caractérisation probabiliste du vent et de la fonction vent-puissance de l'éolienne (Figure 3.8), une distribution de la puissance de l'éolienne est déduite (Bayem, et al., 2007).

D'une manière générale, la distribution de probabilité de la puissance en sortie d'une chaîne de conversion d'énergie peut s'obtenir de la manière suivante :

soit X une variable aléatoire représentant la source primaire d'énergie, caractérisée par sa fonction de distribution $F_X(x) = P(X \leq x)$ et g la fonction représentant la chaîne de conversion. Si Y est la variable aléatoire de la puissance produite, alors $Y = g(X)$ et la distribution de probabilité $F_Y(x) = P(Y \leq x)$ peut être calculée à partir de F_X et g . Dans le cas où g est une fonction croissante, on a :

$$F_Y(x) = P(Y \leq x) = P(g(X) \leq x) = P(X \leq g^{-1}(x)) = F_X(g^{-1}(x)) \quad (3.33)$$

Ce concept est communément appliqué à une éolienne à vitesse variable équipée de la régulation par angle de calage pour laquelle la puissance produite peut s'exprimer en fonction de la vitesse selon la formule suivante :

$$P_T(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_D \\ a + bv^m & v_D \leq v < v_N \\ P_N & v_N \leq v < v_M \\ 0 & v \geq v_M \end{cases} \quad (3.34)$$

Où :

- v_D est la vitesse de démarrage (« cut-in ») à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- v_N est la vitesse nominale (« rated ») à partir de laquelle l'éolienne fournit sa puissance nominale P_N ,
- v_M est la vitesse maximale (« cut-out ») du vent pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement,
- m est généralement pris égal à 3,
- Les constantes a et b sont déterminées par les formules :

$$a = \frac{Rv_D^m}{v_N^m - v_D^m} \quad \text{et} \quad b = \frac{R}{v_N^m - v_D^m} \quad (3.35)$$

La distribution de puissance se calcule alors de la manière suivante :

CHAPITRE 3

$$F_T(p_T) = \begin{cases} [1 - F_v(v_M) + F_v(v_D)] & p_T = 0 & 0 \leq v < v_D \text{ et } v \geq v_M \\ [F_v(v(p_T)) - F_v(v_D)] & 0 < p_T < P_N & v_D \leq v < v_N \\ [F_v(v_M) - F_v(v_N)] & p_T = P_N & v_N \leq v < v_M \end{cases} \quad (3.36)$$

Avec :

$$v(p_T) = [(p_T - a)/b]^{1/m}.$$

Pour une distribution de Weibull de la vitesse du vent on obtient la distribution de la puissance suivante :

$$F_T(p_T) = \begin{cases} 1 + \exp\left[-\left(\frac{v_M}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k\right] & p_T = 0 \\ \exp\left[-\left(\frac{v_D}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{(p_T - a)/b}{c^k}\right)^{k/m}\right] & 0 < p_T < P_N \\ \exp\left[-\left(\frac{v_N}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_M}{c}\right)^k\right] & p_T = P_N \end{cases} \quad (3.37)$$

Note :

Ces calculs sont effectués en considérant que la puissance produite est constante dans l'intervalle $[v_N, v_M]$; cette considération n'est pas valable pour les éoliennes à vitesse constante qui voient leur puissance décroître dans cet intervalle. La distribution de puissance peut tout de même être obtenue pour ce type d'éolienne à partir de la courbe puissance-vent fournie par les constructeurs.

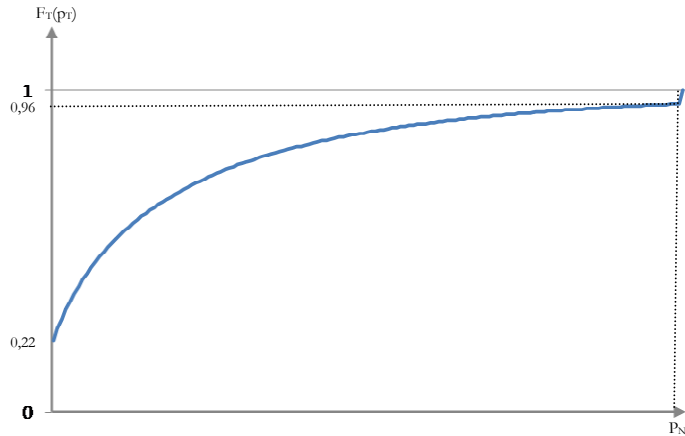


Figure 3.10 Fonction de répartition de la puissance produite par une turbine

La Figure 3.10 représente la fonction de répartition d'une turbine éolienne à vitesse variable de caractéristiques : $v_D = 3,5$ m/s, $v_N = 12,5$ m/s, $v_M = 20$ m/s et $P_N = 1,5$ MW. Cette turbine est supposée être installée sur un site dont les caractéristiques éoliennes sont : $k=2$ et $c=7$. Sur la Figure 3.10 on peut lire que la probabilité pour

que la turbine ne produise pas est de 0,22 soit 22 % et que la probabilité pour qu'elle produise sa puissance nominale est de $1 - 0,96 = 0,04$ soit 4%. Ces deux valeurs très significatives pour le cas d'une turbine seront comme nous le verrons plus tard atténuées par l'effet du foisonnement au niveau d'une ferme et encore plus au niveau d'une région.

3.2.3.1.2 A l'échelle d'une ferme

Revue bibliographique

Outre l'aléa lié à la production d'une éolienne, la modélisation probabiliste de la ferme éolienne entière ne saurait être complète sans l'introduction de l'aléa lié à la disponibilité de chacune des turbines de la ferme. La caractérisation de cet aléa la plus rencontrée dans la littérature est basée sur le modèle de Markov (Leite, et al., 2006), (Karaki, et al., 2002). Chaque turbine est modélisée comme un composant d'une chaîne de Markov avec deux états (up, down). Karaki *et al* propose une modélisation de la production d'une ferme en partant du fait que pour chaque valeur $v(i)$ de vitesse du vent, les turbines de la ferme peuvent chacune produire une puissance p_i (qui est la même pour toutes puisqu'elles sont identiques) ; de plus elles peuvent être hors ou en service – modèle de Markov. En considérant d'abord ce dernier aspect, les auteurs obtiennent, pour un ensemble $\{v(i), i = 1, \dots, N_v\}$ de valeurs de la vitesse, une familles de fonctions densité de probabilité de la forme :

$$O_{c/i} = \{P_c(k), f_c(k) : k = 0 \dots N_c\} \quad i = 0 \dots N_v \quad (3.38)$$

Où :

- $P_c(k)$ représente le niveau de puissance à l'état k ,
- $f_c(k)$ est la probabilité d'avoir le niveau de puissance $P_c(k)$.

Chaque distribution $O_{c/i}$ est conditionnelle à la vitesse $v(i)$ dont on connaît la probabilité d'occurrence $f_v(i)$. L'état du système (de quoi découle le niveau de puissance) étant indépendant de la vitesse, la probabilité pour que le niveau de puissance du système soit $P_c(k)$, avec une vitesse de vent $v(i)$ est égale à $f_c(k)f_v(i)$. Le niveau de puissance $P_c(k)$ pouvant être atteint pour différentes vitesses de vent, la probabilité d'avoir ce niveau de puissance quelque soit la vitesse est égal à la somme des probabilités d'avoir cet état pour chaque valeur de la vitesse. La distribution de probabilité de la ferme f_F est alors symbolisée par :

$$f_F = \sum_{i=0}^{N_v} O_{c/i} \quad (3.39)$$

Où le signe de somme représente la sommation des probabilités d'occurrence d'un niveau de puissance pour différentes vitesses de vent.

Les auteurs de (Karaki, et al., 2002) vont plus loin en considérant tout de même le fait que les turbines de la ferme peuvent être balayées par des vents différents. Ils simplifient le problème en considérant une ferme sur deux sites avec des vents

différents. La fonction densité de probabilité du vent (définie ici de façon discrète par intervalle) d'un site est alors définie conditionnellement à celle de l'autre site par application du théorème de Bayes.

$$f_v(B|A) = \frac{f_v(A \cap B)}{f_v(A)} \quad (3.40)$$

Où :

- A est l'évènement : « le vent sur le site 1 est dans un intervalle donné »,
- B est l'évènement : « le vent sur le site 2 est dans un intervalle donné ».

La détermination de $f_v(A \cap B)$ pour chaque intervalle de discrétisation s'avère complexe déjà pour deux sites. Si de plus on considère que toutes les turbines d'une ferme « voient » chacune un vent différent, il nous paraît inenvisageable de faire ce calcul.

Méthode proposée

La méthode présentée dans le paragraphe précédent vise à modéliser de façon probabiliste la production d'une ferme éolienne par une méthode analytique (sans tirage Monte Carlo) mais est limitée pour ce qui est de la considération du foisonnement au sein de la ferme.

Comme nous le verrons plus tard, pour nos études, nous partirons toujours de séries temporelles de vent récoltées sur les sites où seront implantées les fermes éoliennes. Nous proposerons donc une méthode de détermination de la distribution de probabilité de la production éolienne d'une ferme à partir des séries temporelles de vent, tenant compte du foisonnement et du fait que les turbines d'une même ferme peuvent être de différents types.

L'algorithme présenté au paragraphe 3.2.2.1.2 permet de modéliser de façon probabiliste des systèmes constitués d'unités de production indépendantes. Il n'est donc pas adapté pour calculer la fonction de répartition de la puissance produite par une ferme éolienne mais aura son utilité dès qu'on se ramènera aux conditions de son applicabilité.

Une ferme éolienne est par essence un système constitué d'unités dont les productions sont fortement corrélées car toutes les turbines reçoivent pratiquement la même vitesse de vent, la différence étant liée essentiellement à l'étendue de la ferme et à la disposition des turbines. La modélisation probabiliste de la ferme se fait en plusieurs étapes :

- *Traitement des données de vent du site considéré.* A partir des mesures de vitesse de vent aux stations Météo France, une estimation de la vitesse du vent à hauteur de moyeu des turbines est obtenue à partir de la formule suivante (Gipe, 1995):

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (3.41)$$

Où v est la vitesse du vent à hauteur de moyeu h , v_0 est la vitesse de vent mesurée à la hauteur de l'anémomètre h_0 et α est le coefficient de cisaillement

du vent caractéristique du site. Il varie entre 0,1 et 0,4 (0,1 correspond à la mer, 0,16 à une plaine, 0,28 à une forêt et 0,4 à une zone urbaine).

- *Modélisation de la différence de vitesse de vent balayé par les différentes turbines de la ferme.* On choisit une turbine de référence T_0 qui reçoit le vent à la vitesse v_0 mesurée à la station météo. Les autres turbines reçoivent le vent à la vitesse $v_i = v_0 + \varepsilon_i$. L'enjeu ici est de trouver une loi de probabilité qui représente au mieux ε_i . Cela va dépendre de l'étendue de la ferme, de la disposition des turbines, de l'angle d'attaque du vent ect... Dans un premier temps nous avons choisi de modéliser ε_i par un bruit blanc normal d'écart type σ_i . Cette modélisation a été choisie car elle traduit le fait que sur un site donné, même si les vitesses instantanées à différents points diffèrent, les lois de probabilités traduisant les variations de chacune de ces vitesses sur une période donnée restent les mêmes. ε_i est un bruit blanc normal d'écart type σ_i ; il s'agit donc d'une variable aléatoire gaussienne de moyenne nulle. La moyenne nulle traduit l'invariabilité de la fonction densité de probabilité du vent quelque soit le point du site (et donc quelque soit la turbine). L'écart-type traduit l'ampleur des écarts entre les vitesses instantanées de chaque point du site. Il dépend de la distance entre les turbines et de leur disposition spatiale ; il convient donc pour bien l'évaluer d'effectuer des mesures de vent sur des périodes suffisamment longues à différents points du site.

A l'issue de cette étape on a donc les séries temporelles de vitesse de vent pour chaque turbine.

- *Calcul de séries temporelles de puissance produite par chaque turbine :* $P = f_{vp}(v) \cdot f_p$ étant la caractéristique vent-puissance de chaque turbine.
- *Pour chaque point (échantillon) de la série temporelle (point horaire par exemple) on calcule F_i et f_i comme décrit au paragraphe 3.2.2.1.2.* Chaque échantillon correspond en fait à une centrale de production composée d'unités indépendantes à deux états. A l'issue de cette étape, on obtient pour chaque échantillon, tous les niveaux de puissance atteints et leur probabilité.
- *Calcul de la distribution de probabilité sur toute la période de l'étude.* Il faut parcourir tous les échantillons et, la probabilité de chaque événement « niveau de puissance = X MW », est égale à la somme des probabilités de cet événement dans chacune des distributions horaires f_i où il apparaît divisé par le nombre d'échantillons.

$$f(X) = \frac{\sum_{i=1}^{n_x} f_{t,i}(X)}{N} \quad (3.42)$$

n_x est le nombre de fois où l'évènement « niveau de puissance = X MW » apparaît.

N est le nombre de points (horaires) simulés.

Le processus décrit ci-dessus a été automatisé par un algorithme (encadrés) implémenté sous MATLAB (cf. annexe C pour les codes de calcul) qui prend en entrée les séries temporelles de vent v , les séries temporelles ε_i le nombre de turbines de la ferme et leurs caractéristiques.

CHAPITRE 3

Ce qui suit est une présentation des différents algorithmes développés avec dans un premier temps un algorithme dont le but est de créer des séries de vent et puissance dans chaque ferme. Ses données d'entrée sont :

$V = \begin{bmatrix} v_{11} & \cdots & v_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}$ matrice des vitesses de vent, ne contenant que la série de vitesses de vent sur la turbine de référence ;

l : nombre de turbines ;

n : nombre d'échantillons ;

$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1 \\ \vdots \\ \sigma_l \end{pmatrix}$ vecteur des écart-types des bruits blancs caractérisant la variation de vitesse sur chaque turbines ;

$V_D = \begin{pmatrix} v_{D1} \\ \vdots \\ v_{Dl} \end{pmatrix}, V_N = \begin{pmatrix} v_{N1} \\ \vdots \\ v_{Nl} \end{pmatrix}, V_M = \begin{pmatrix} v_{M1} \\ \vdots \\ v_{Ml} \end{pmatrix}$ vecteurs des vitesses de démarrage, nominales et maximales de chaque turbines.;

$P_N = \begin{pmatrix} P_{N1} \\ \vdots \\ P_{Nl} \end{pmatrix}$ vecteur des puissance nominales de chaque turbines ;

$A = \begin{pmatrix} a_1 \\ \vdots \\ a_l \end{pmatrix}, B = \begin{pmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_l \end{pmatrix}$ vecteurs des coefficients de la caractéristique vent-puissance de chaque turbine ;

Cet algorithme donne les résultats suivants :

$V = \begin{bmatrix} v_{11} & \cdots & v_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{l1} & \cdots & v_{ln} \end{bmatrix}$ matrice complète des vitesses de vent sur chaque turbine ;

$Prod = \begin{bmatrix} Prod_{11} & \cdots & Prod_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Prod_{l1} & \cdots & Prod_{ln} \end{bmatrix}$ matrice des puissances produites par chaque turbine.

Matrice_vent&puissance (V, l, σ, V_D, V_N, V_M, P_N, A, B)

%Calcul de séries temporelles de puissance produite par chaque turbine%

n = nombre d'échantillons par séries de vent ;

Pour i = 2 à l

Pour j = 1 à n

$V[i,j] = V[1,j] + \varepsilon_i$;

Si $V[i,j] < V_D[i]$ alors $Prod[i,j] = 0$

Sinon si $V[i,j] < V_N[i]$ alors $Prod[i,j] = A[i] + B[i](V[i,j])^3$

Sinon si $V[i,j] < V_M[i]$ alors $Prod[i,j] = P_N[i]$

Sinon $Prod[i,j] = 0$;

Fin

Fin

Fin

Après le calcul des séries de puissance, la distribution de probabilité globale de la ferme est déterminée à l'aide de l'algorithme suivant don les données d'entrée sont :

CHAPITRE 3

$Prod = \begin{bmatrix} Prod_{11} & \cdots & Prod_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Prod_{l1} & \cdots & Prod_{ln} \end{bmatrix}$ matrice des puissances produites par chaque turbine ;

$Dispo = \begin{bmatrix} 1 - d_1 & d_1 \\ \vdots & \vdots \\ 1 - d_l & d_l \end{bmatrix}$ matrice des probabilités des état « arrêt » et « marche » de chaque turbine ;

Inc : pas de discrétisation de la distribution de probabilité recherchée.

```

PDF_ferme (Prod, Dispo, Inc)
    n= nombre d'échantillons ;
    l = nombre de turbines ;
    [X, F(X), f(X)] = PDF_par_echantillon(Prod, Dispo, Inc, l, 1) ;
    Pour i = 2 à n
        [Y, F(Y), f(Y)] = PDF_par_echantillon(Prod, Dispo, Inc, l, i) ;
        [X, f(X)] = occurrence_des_niveaux_de_puissance(X, Y, f(X), f(Y)) ;
    Fin
    Niv-puiss = X ;
    Probab = f(X)/n ;
    Fin

[X, F(X), f(X)] = PDF_par_echantillon(Prod, Dispo, Inc, l, i)
    %Calcul de Fi et fi pour chaque point (échantillon) de la série temporelle (point horaire par exemple) %
    Pour j = 1 à l
        Cs[j, 1] = 0 ;
        Cs[j, 2] = Prod[i, j] ;
        Rs[j] = Prod[i, j]
        Ns[j] = 2 ;
    Fin
    [X, F(X), f(X)] = PDF_centrale (Cs, Dispo, Ns, Rs, Inc, l) ;
    Fin

[Z, f(Z)] = occurrence_des_niveaux_de_puissance(X, Y, f(X), f(Y))
    %Calcul progressif de la distribution de probabilité sur toute la période de l'étude.%
    Z = union de X et Y ;
    nz =taille de Z ;
    nx =taille de X ;
    ny =taille de Y ;
    f[Z] = vecteur nul
    Pour i =1 à nz
        Pour j = 1 à nx
            Si Z[i] = X[j] alors f(Z[i]) = f(Z[i]) + f(X[j]) ;
        Fin
        Pour j = 1 à ny
            Si Z[i] = Y[j] alors f(Z[i]) = f(Z[i]) + f(Y[j]) ;
        Fin
    Fin
    Fin

```

Résultats et discussion

Les calculs ont été effectués pour une ferme éolienne constituée de 4 turbines identiques à celle du paragraphe 3.2.3.1.1, et supposées installées sur un site corse dont les données de vitesse de vent ont été obtenues auprès de Météo France.

Dans un premier temps, considérons le modèle le plus simple : les 4 turbines sont toujours disponibles et sont balayées par le même vent ; la distribution de probabilité a

CHAPITRE 3

alors la forme de la Figure 3.11 avec comme valeurs extrêmes $P(X = 0) = 0,29746$ et $P(X = 6) = 0,11830$.

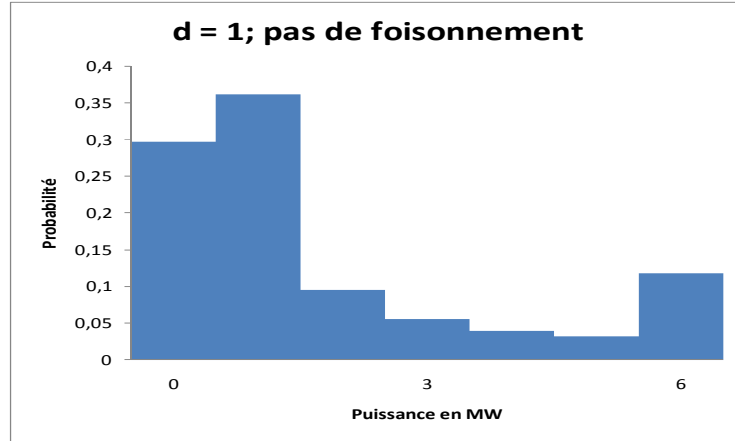


Figure 3.11 Distribution de probabilité pour le cas $d=1$ et pas de foisonnement du vent

Lorsque l'on tient compte à la fois du taux de disponibilité des turbines et de la variation du vent d'une turbine à l'autre, la caractéristique de la Figure 3.11 est modifiée surtout aux valeurs extrêmes.

Les distributions présentées à la Figure 3.12 sont obtenues en considérant :

- Une turbine de référence balayée par le vent mesuré à la station v_0 .
- Les trois autres turbines sont balayées par un vent de vitesse $v_i = v_0 + \varepsilon_i$ où ε_i est un bruit blanc d'écart-type 0,3 m/s.

Globalement on constate que l'impact de la variation de la vitesse du vent sur le foisonnement (atténuation des valeurs extrêmes) est léger puisque pour un taux de disponibilité $d = 1$ la distribution est quasiment la même que celle du cas simple présenté précédemment.

Les principales différences entre ces distributions sont dues essentiellement à l'effet du taux de disponibilité : quand il diminue, la probabilité pour que la ferme produise sa puissance maximale varie dans le même sens tandis que la probabilité d'avoir une production nulle augmente.

Tableau 3.4 Valeurs extrêmes des distributions ($\varepsilon_i = N(0; 0,3)$)

d	$P(X=0)$	$P(X=6)$
0,8	0,28236217	0,04474999
0,9	0,27903461	0,07168084
0,98	0,27739868	0,10077141
1	0,27703907	0,10925291

CHAPITRE 3

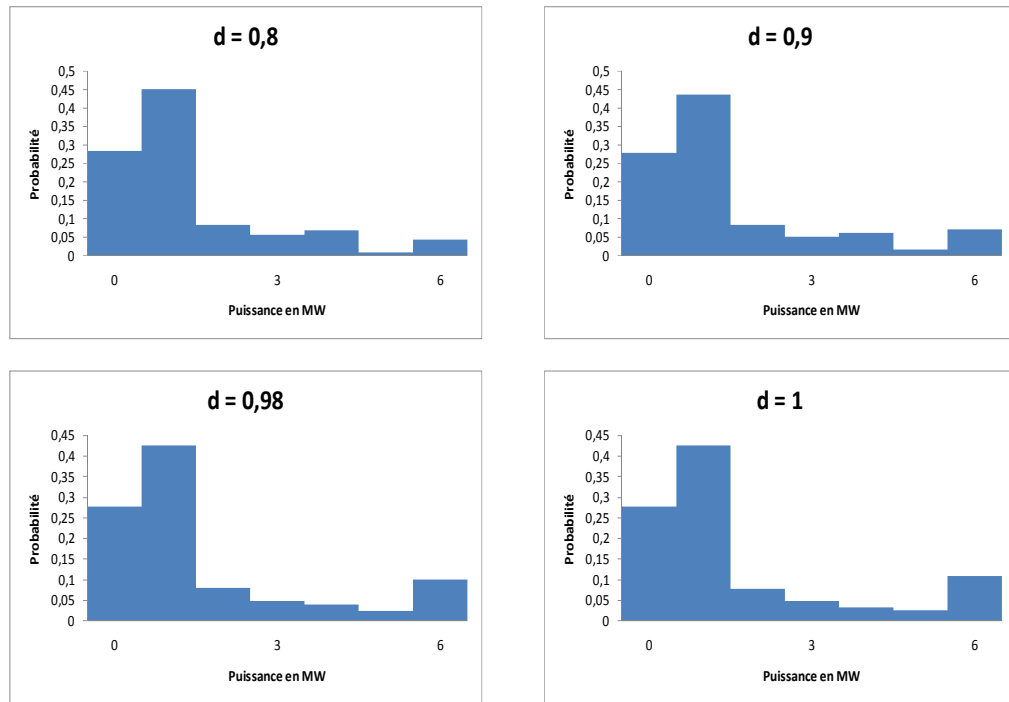


Figure 3.12 Distributions de probabilité pour le cas $\varepsilon_i = N(0; 0,3)$

Les distributions de la Figure 3.13 sont obtenues de la même manière que celles de la Figure 3.12 à la seule différence que cette fois ε_i est un bruit blanc d'écart type égal à 1 m/s.

En plus de l'impact de la disponibilité des turbines, on constate aussi une véritable influence de la variation du vent d'une turbine à l'autre car pour le cas $d = 1$, les différences avec le cas simple sont plus marquées.

Tableau 3.5 Valeurs extrêmes des distributions ($\varepsilon_i = N(0; 1)$)

d	$P(X=0)$	$P(X=6)$
0,8	0,24030377	0,03498023
0,9	0,23250665	0,05603157
0,98	0,22779755	0,07877113
1	0,22673064	0,08540096

CHAPITRE 3

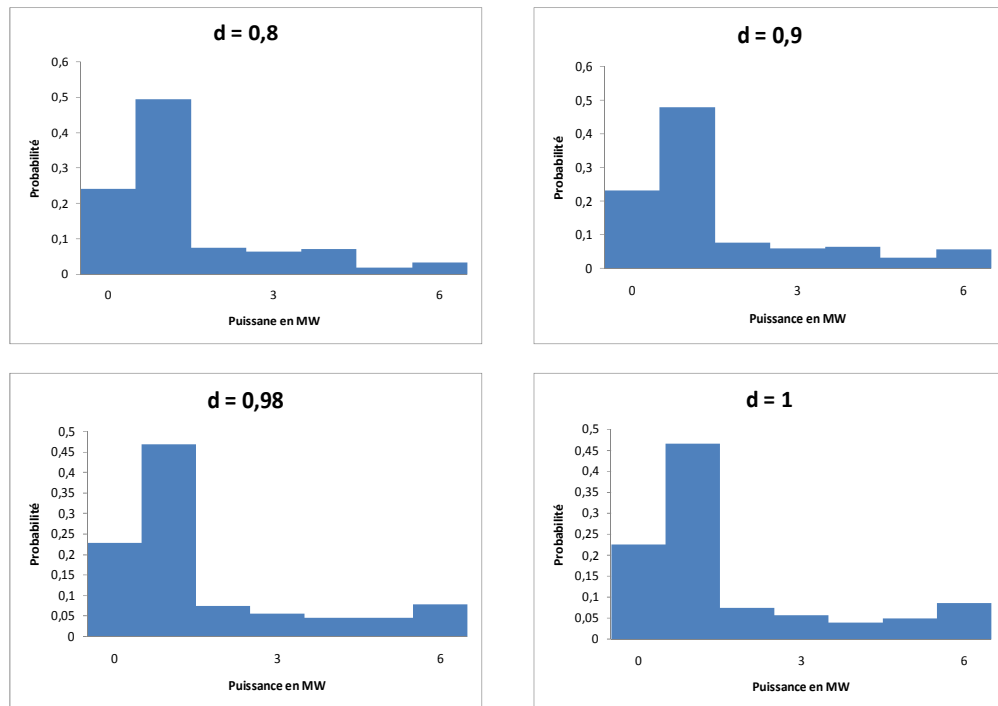


Figure 3.13 Distributions de probabilité pour le cas $\epsilon_i = N(0; 1)$

En conclusion, la distribution de probabilité de la production d'une ferme éolienne dépend de plusieurs facteurs : la vitesse du vent, le type de turbines, leurs taux de disponibilité, la variation de la vitesse du vent à travers les turbines. L'influence de ces deux derniers facteurs a été mise en évidence dans les exemples traités dans ce paragraphe. Le taux de disponibilité des turbines étant généralement très élevé, entre 0,95 et 0,98 (Papathanassiou, et al., 2006), pour des fermes de petite étendue - où on peut raisonnablement considérer que la vitesse du vent ne varie que très peu d'une turbine à l'autre -, l'utilisation du modèle simple pour le calcul de la distribution de probabilité est donc une bonne approximation.

Le solaire photovoltaïque est l'autre moyen de production en pleine expansion des réseaux actuellement et dont le comportement aléatoire est étroitement lié à sa source d'énergie primaire.

3.2.3.2 Production photovoltaïque

3.2.3.2.1 Principe de conversion de l'énergie

L'énergie électrique produite par une installation photovoltaïque est proportionnelle à l'irradiation qui est l'énergie rayonnante émise par le soleil dans toutes les longueurs d'onde arrivant chaque seconde au sol sur une surface de un mètre carré. L'irradiation est exprimée en kWh/m².

Les systèmes photovoltaïques ont relativement peu de composants mais ces derniers ont un comportement non linéaire et les interactions entre eux sont complexes.

Le logiciel PVSYST, développé par l'Université de Genève, permet, à partir des relevés météorologiques d'irradiation au sol et des caractéristiques de la centrale solaire étudiée, de construire une chronique horaire de puissance produite par la centrale. Le processus de calcul est schématisé par la Figure 3.14 et les différentes étapes sont décrites par la suite.

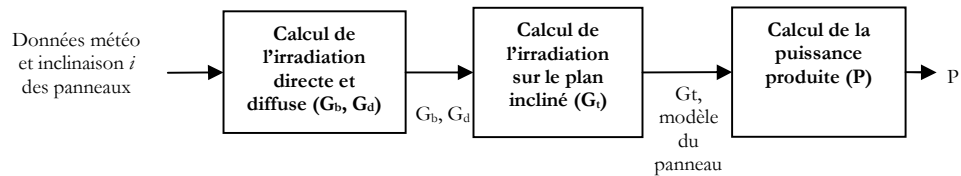


Figure 3.14 Processus de calcul du productible photovoltaïque

Calcul des irradiances directe et diffuse

Les données d'entrée utilisées pour ce calcul sont l'irradiation globale G , l'inclinaison i du panneau et la température t . La méthodologie utilisée est développée dans (Duffie, et al., 1980).

Calcul de l'irradiation sur le plan incliné

L'irradiation sur le plan incliné du panneau G_t en utilisant un modèle basé sur l'équation 3.43 et décrit plus en détail dans (Perez, et al., 1987) et (Ineichen, et al., 1987).

$$G_t = G_b \sin h_e + G_d [0,5(1 - \cos i)(1 - f_1) + (a/c)f_1 + f_2 \sin i] \quad (3.43)$$

où :

- h_e est la hauteur solaire par rapport à l'horizon local (angle d'altitude solaire),
- G_b est l'irradiation directe,
- G_d est l'irradiation diffuse,
- f_1 est le coefficient de luminosité autour du soleil,
- f_2 est le coefficient de luminosité à l'horizon,
- a/c est un facteur traduisant l'incidence géométrique du rayonnement solaire,
- i est l'inclinaison du panneau.

Calcul de la puissance produite

L'irradiation G_t calculée à l'étape précédente est combinée à un modèle électrique du panneau photovoltaïque pour obtenir la puissance électrique fournie. Le modèle utilisé est celui dit de Shockley représenté par la Figure 3.15 et décrit plus en détail dans (Rosell, et al., 2006).

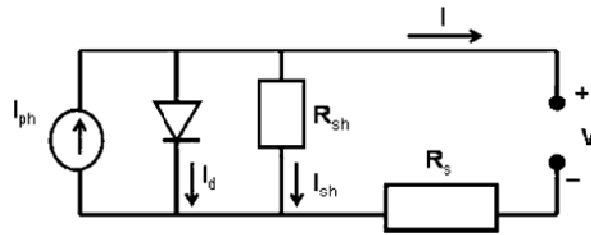


Figure 3.15 Modèle électrique simplifié d'une cellule photovoltaïque

3.2.3.2.2 Méthode utilisée

Le principe est le même que celui de la modélisation probabiliste de la production éolienne à savoir :

- Collecte et traitement des données météorologiques du site considéré : il s'agit ici des séries chronologiques d'irradiation et de température.
- Conversion des séries chronologiques des données météorologiques en séries chronologiques de puissance produite : cette étape est réalisée à l'aide du logiciel PVSYST dont le processus de calcul a été précédemment décrit.
- Transformation des séries chronologiques de puissance en distribution de probabilité.

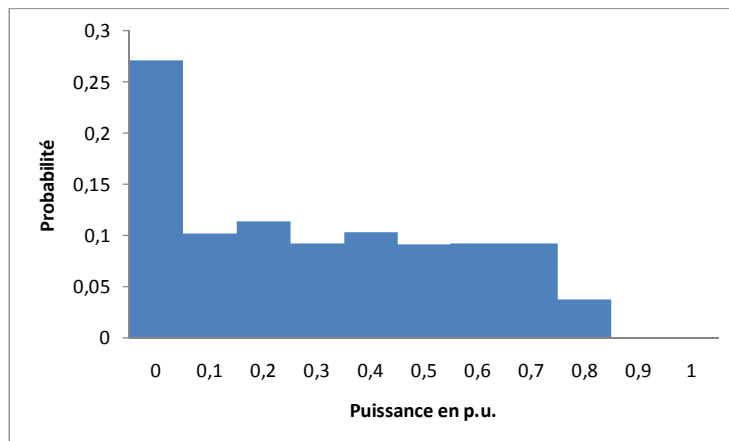


Figure 3.16 Exemple de distribution de probabilité de la production photovoltaïque

3.2.4 Conclusion

L'aléa liée l'énergie primaire induit un aléa sur la puissance en sortie des unités de production d'énergie renouvelable telles que les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. En tenant compte du système de conversion énergie primaire-énergie électrique de ces unités, les distributions de probabilité de la puissance produite par une ferme éolienne et par une centrale photovoltaïque ont été déterminées. Ces modélisations complètent le modèle probabiliste du système électrique. Reste à

caractériser les corrélations et les dépendances entre les différentes variables du système.

3.3 Corrélation et dépendance des aléas

Cette section a pour but de passer en revue les principales méthodes d'analyse de corrélation et dépendance des variables aléatoires. Les outils d'analyse de corrélation et dépendance vont de la simple analyse de régression linéaire à des outils plus complexes tels que les copules. Même si tous ces outils seront présentés ici, dans les cas d'application nous nous en tiendrons autant que possible aux méthodes les plus simples ; le but recherché étant surtout de démontrer l'utilité voire la nécessité de prendre en compte les incertitudes liés aux paramètres - particulièrement la production d'énergie renouvelable et la demande - d'un système électrique dans les études de réseau.

3.3.1 Types de dépendances entre variables du système électrique

Avant de décrire les techniques de caractérisation des corrélations entre variables d'entrée du modèle probabiliste d'un système électrique, il convient de donner un aperçu des dépendances qui peuvent exister et qui devront être prises en compte dans nos études.

Dépendance type charge/charge. Dans les études destinées à la planification du fonctionnement à moyen et long-terme d'un système électrique, la variation des charges nodales (au niveau des postes source) présentera des augmentations ou des diminutions synchrones, ce qui dénote d'un degré de dépendance important (pour ce cas de figure, une corrélation linéaire avec un coefficient de corrélation égal à 1 est une approximation satisfaisante). Par contre, à l'échelle d'un départ (réseau de distribution), la dépendance entre les charges connectées à ce départ est moins évidente et généralement moins importante. A ce niveau, le profil de demande est très lié à l'utilisation ; une industrie n'aura pas le même profil de consommation que des habitations.

Dépendance type génération/génération. En pratique, chaque unité de production conventionnelle (nucléaire, thermique, hydraulique...) produit de façon indépendante des autres. Il existe néanmoins un lien dicté par la demande du système (au pic de demande, on a un maximum d'unités qui débitent). Il existe également un lien au niveau de l'indisponibilité programmée en ce sens que l'exploitant programme la maintenance des unités à des périodes différentes et lorsque la demande est faible. Ces liens sont pris en compte directement dans les règles d'exploitation du système.

La dépendance entre productions d'énergie renouvelable est, elle, bien réelle et doit être étudiée et prise en compte. Elle est surtout liée à la dépendance des sources d'énergies primaires et dépend de l'étendue géographique du système étudié. L'étude de cette dépendance passe par l'analyse des données météorologiques (vent et/ou ensoleillement) des sites.

Dépendance type génération/charge. La production d'un groupe de générateurs conventionnels est contrôlée pour que la demande de puissance du système soit

satisfaite. Dans ce cas, il y a un lien, immanent au fonctionnement du système, entre la puissance produite et la demande.

La dépendance entre la production d'énergie renouvelable et la consommation est le reflet du lien entre les phénomènes météorologiques liés à ces grandeurs. En effet, des tendances générales ont été identifiées par exemple dans le sud de la France où les épisodes de grand froid hivernaux correspondent souvent à des périodes de grands vents. De même, la production photovoltaïque est liée à la température pour deux raisons : il fait plus chaud quand il y a du soleil que quand il n'y en pas et, du fait de leurs caractéristiques, les panneaux solaires voient leur rendement se dégrader à températures élevées.

3.3.2 Notions d'indépendance de variables aléatoires

La dépendance et la corrélation entre variables aléatoires sont deux notions différentes. En effet, deux variables X et Y indépendantes sont forcément non corrélées (coefficient de corrélation linéaire $\rho(X, Y) = 0$) mais la réciproque est fautive sauf dans le cas où les variables sont gaussiennes car la dépendance est alors entièrement caractérisée par le coefficient de corrélation.

Définition 3.1 : Les variables aléatoires X_1, \dots, X_n sont dites indépendantes si quelque soit un n -uplet d'intervalles I_1, \dots, I_n ,

$$P\{X_1 \in I_1, \text{ et } \dots X_n \in I_n\} = \prod_{i=1}^n P(X_i \in I_i) \quad (3.44)$$

De plus la variance et l'écart-type de la somme de ces n variables X_1, \dots, X_n s'expriment comme suit :

$$Var\left(\sum_{i=1}^n X_i\right) = \sum_{i=1}^n [Var(X_i)] \Rightarrow \sigma\left(\sum_{i=1}^n X_i\right) = \sqrt{\sum_{i=1}^n [\sigma^2(X_i)]} \quad (3.45)$$

3.3.2.1 Cas de consommations indépendantes

On suppose que les consommations C_1, \dots, C_n en n points donnés d'un système électrique sont indépendantes et suivent des lois normales f_1, \dots, f_n . La distribution somme des ces consommations suit une loi normale dont la moyenne est la somme des moyennes et l'écart-type est donné par la formule 3.45. La Figure 3.17 illustre ce cas pour deux charges indépendantes. f_1 et f_2 sont des distributions normales de moyennes respectives $\mu_1 = 15$ MW, $\mu_2 = 20$ MW et d'écart-types respectifs $\sigma_1 = 2$ MW, $\sigma_2 = 3$ MW. La forme elliptique et étalée du nuage de points montre bien qu'il s'agit de deux séries indépendantes.

CHAPITRE 3

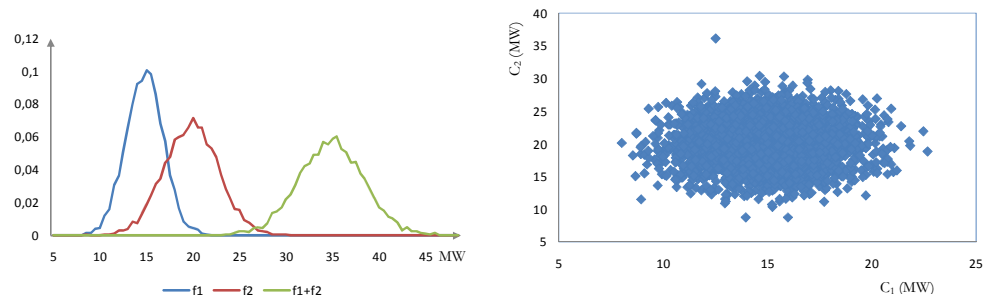


Figure 3.17 Distributions de probabilité de deux charges indépendantes

3.3.2.2 Cas d'unités de production renouvelable indépendantes

Il s'agit ici de l'indépendance des sources d'énergies primaires (vent, ensoleillement...). En ce qui concerne les fermes éoliennes, la notion d'indépendance renvoie au fait que les distributions de vent sur les différents sites soient décorrélées. Cette situation correspond surtout aux régions géographiquement étendues avec des sites éoliens éloignés les uns des autres.

3.3.3 Corrélation linéaire simple

La corrélation linéaire consiste à examiner la tendance qu'ont les points d'un nuage de points à s'aligner selon une droite. Le but est de déterminer s'il y a un lien statistique entre les variables. Supposons que l'on observe pour n individus deux variables X et Y , on a donc deux vecteurs x et y :

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}$$

L'ensemble des points de coordonnées (x_i, y_i) constitue un nuage (Figure 3.18 par exemple) dont la forme donne une idée du lien linéaire qui peut exister entre X et Y .

Bien souvent le coefficient de corrélation sera suffisant pour caractériser le lien entre variables pour peu que la dispersion autour de la droite de régression (résidus) soit à peu près uniforme. Il suffira alors d'étudier le comportement aléatoire des résidus r et de définir une loi de probabilité qui traduit ce comportement.

Exemple d'illustration :

Considérons les productions photovoltaïques de deux sites PV1 et PV2. La Figure 3.18 représente le nuage de points correspondant à ces deux variables aléatoires. Elles sont fortement corrélées ($\rho(PV1, PV2) = 0,955$).

CHAPITRE 3

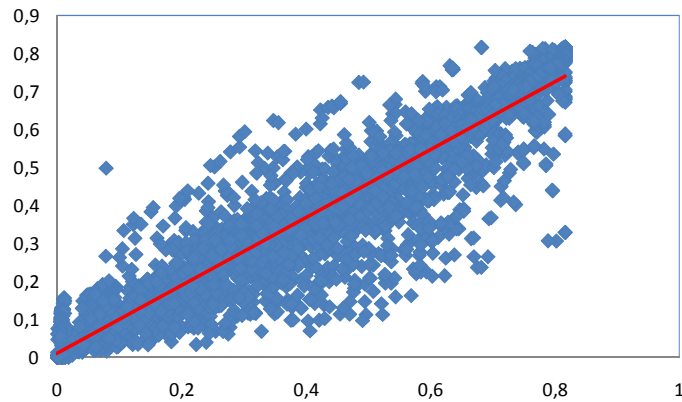


Figure 3.18 Nuage de points de deux productions photovoltaïques

L'équation de la droite de régression est $y = 1,12x$.

L'étude des résidus montre qu'ils varient suivant une loi normale de moyenne 0 et d'écart-type 0,07. La relation entre PV1 et PV2 s'écrit donc :

$$PV2 = 1,12PV1 + r$$

Avec $r = N(0; 0,07)$.

Notons qu'une dispersion plus large - mais toujours uniforme - que celle observée sur l'exemple précédent aurait pour unique effet (hors mis évidemment la diminution du coefficient de corrélation), l'augmentation de l'écart-type de la variable résidus r .

3.3.4 Corrélation linéaire multiple

Il s'agit ici d'étudier la corrélation linéaire entre plus de deux variables. Tous les coefficients de corrélation mutuels entre variables sont groupés dans une matrice appelée matrice de corrélation. Cette notion sera illustrée par un exemple qui permettra par le même coup de montrer les limites du coefficient de corrélation linéaire.

Soit X une variable aléatoire numérique, les puissances de X (X^2 , X^3 , X^4 , X^5 , ...) sont également des variables aléatoires numériques. La Figure 3.19 représente les nuages de points des couples (X, X^2) , (X, X^3) , (X, X^4) et (X, X^5) . Comme on peut le remarquer, la « linéarité » de la relation entre X et ses puissances diminue au fur et mesure que la puissance augmente alors que X reste, de fait, fortement corrélée à ses puissances.

CHAPITRE 3

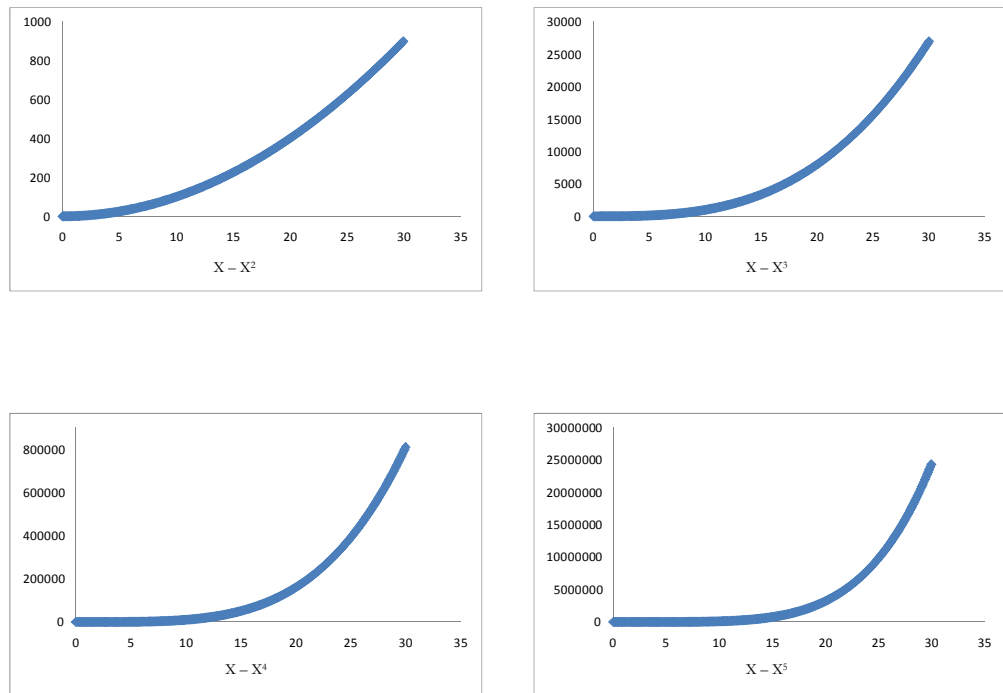


Figure 3.19 Corrélation entre la variable aléatoire X et ses puissances

Dans la matrice de corrélation donnée par le Tableau 3.6, on note des valeurs de coefficient de corrélation largement plus petites que 1 ($\rho(X, X^5) = 0,82$ par exemple) alors que les variables aléatoire X et X^5 sont de façon évidente fortement liées par une relation non linéaire.

Tableau 3.6 Matrice de corrélation

	X	X^2	X^3	X^4	X^5
X	1	0,96804519	0,91617888	0,86562498	0,82022232
X^2	0,96804519	1	0,98599112	0,9582671	0,9749835
X^3	0,91617888	0,98599112	1	0,9921515	0,9749835
X^4	0,86562498	0,9582671	0,9921515	1	0,99498584
X^5	0,82022232	0,92695967	0,9749835	0,99498584	1

En conclusion, dès lors que la relation entre deux variables aléatoires n'est pas linéaire, et que les variables aléatoires ne sont pas gaussiennes, le coefficient de corrélation peut au mieux donner une tendance autour d'une droite de régression moyenne - ce qui est souvent suffisant - et au pire ne pas être adéquat. D'où la nécessité d'introduire d'autres outils d'analyse de dépendance entre variables aléatoires.

3.3.5 Corrélation de rang (tau de Kendall) et copules

3.3.5.1 Corrélation de rang : tau de Kendall

L'idée sous-jacente à la notion de corrélation de rang est la suivante : au lieu de mesurer la corrélation entre variables aléatoires, on mesure la concordance entre leurs variations. Cela permet de capturer la comonotonie³ des variables. Le tau de Kendall est une mesure de la dépendance entre deux variables aléatoires, mais à la différence du coefficient de corrélation linéaire, il ne dépend pas des lois de probabilité des variables utilisées mais de leur ordre (c'est-à-dire des rangs des échantillons).

Le tau de Kendall permet de découpler la structure de dépendance entre variables aléatoires des variables elles même puisque la dépendance est caractérisée en observant la concordance des échantillons.

3.3.5.2 Copules et structure de dépendance

Une copule permet d'exprimer une fonction de répartition multivariée selon ses fonctions marginales⁴ et, résume toute la structure de dépendance entre les marginales. Autrement dit, une copule permet de lier une variable aléatoire multiple (par exemple la production éolienne globale d'une région) avec ses variables marginales (les productions éoliennes de chaque site de la région) par le biais d'une relation entre les fonctions de répartition.

Théorème de Sklar : soit (x_1, \dots, x_n) un vecteur de variables aléatoires continues admettant F_1, \dots, F_n comme fonctions de répartition marginales et F comme fonction de répartition jointe, alors il existe une copule C qui vérifie la relation

$$F(x_1, \dots, x_n) = C(F_1(x_1), \dots, F_n(x_n)) \quad (3.46)$$

Si les marginales F_1, \dots, F_n sont continues, alors C est unique, autrement C est déterminée par $Im(F_1) \times \dots \times Im(F_n)$. ($Im(X)$ représentant l'ensemble des valeurs prises par X)

On démontre que la corrélation de rang peut ne pas être suffisante à la définition complète (exacte) de la structure de dépendance (Nielsen, 1999). En toute rigueur, pour modéliser plusieurs variables aléatoires corrélées, trois éléments sont nécessaires : les fonctions de répartition marginales F_1, \dots, F_n , la matrice des coefficients de corrélation de rang (tau de Kendall) et la copule C . Le processus de simulation de variables aléatoires corrélées à l'aide de copules est détaillé dans (Papaefthymiou, 2006).

3.4 Quels modèles pour quelles études ?

Comme nous l'avons vu tout au long de ce chapitre, le système électrique est modélisé de façon probabiliste par des lois de probabilité décrivant les variations de puissance en sortie des ses unités de production, des lois de probabilité décrivant la consommation

³ Plusieurs variables aléatoires sont dites comonotones si elles varient toujours dans le même sens, en d'autres termes, si l'une d'elle croît, toutes les autres croissent également avec une probabilité de 1.

⁴ Si X est une variable aléatoire, combinaison (linéaire ou non) de n variables aléatoires X_1, \dots, X_n alors, X est appelée variable aléatoire multi-variée et les variables aléatoires X_1, \dots, X_n sont dites variables marginales de X .

et des lois de probabilités décrivant la disponibilité de ses ouvrages. Pour l'étude d'un système, ces lois peuvent être représentées par des distributions ou des séries temporelles qui sont en fait des réalisations chronologiques des différentes variables aléatoires. La question ici est de savoir quand et pour quelles études utiliser l'une ou l'autre de ces représentations.

3.4.1 Les séries temporelles

Une série temporelle est une succession d'observations au cours du temps représentant un phénomène (vent, puissance produite...); par hypothèse, le pas de temps des observations est considéré constant : la seconde, l'heure, le jour...

Les séries temporelles sont utilisées pour réaliser les prévisions d'un phénomène à partir de son comportement sur une période passée (historique).

Dans le cadre des études d'impact des énergies renouvelables sur les systèmes électriques, l'utilisation des séries temporelles pour représenter les phénomènes aléatoires du système présente l'avantage de restituer la dynamique du système dans sa réalité et par conséquent de tenir compte des contraintes y affaissant. La représentation en séries chronologiques est donc adaptée pour les études dynamiques de réseau. La seule mais importante difficulté vient de la précision de la prévision surtout pour la production éolienne dont les séries temporelles sont obtenues à partir des séries temporelles de vent.

3.4.1.1 Génération de séries temporelles de vent

La génération artificielle des séries temporelles de vent est un exercice complexe qui a fait l'objet de multiples publications dans la littérature. Les modèles les plus récurrents sont les processus autorégressifs (Karki, et al., 2006), (Billinton, et al., 1996), les réseaux de neurones artificiels (Sfetsos, 2002), et dans une moindre mesure les ondelettes (Kitagawa, et al., 2003), (Askoy, et al., 2004).

3.4.1.1.1 Processus autorégressifs

L'approche de Box-Jenkins est la plus utilisée pour modéliser les processus autorégressifs. Elle propose pour une série temporelle stationnaire y_t un modèle qui tient compte des p valeurs passées de la série, de l'erreur de précision lors des q dernières prédictions et d'un terme aléatoire ε . Il s'agit d'un modèle dit ARIMA (p, q, d) où d est le nombre de différenciations nécessaire pour rendre la série stationnaire si elle ne l'est pas.

$$y_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i y_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j e_{t-j} + \varepsilon_t \quad (3.47)$$

φ_i est le paramètre autorégressif et θ_j est la moyenne mobile de la série temporelle.

3.4.1.1.2 Réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones artificiels sont constitués d'un grand nombre d'éléments disposés dans des couches successives. Le réseau a une couche d'entrée des données et une couche de sortie. Les résultats en sortie d'un réseau de neurones artificiel se décrivent en fonction des données d'entrée par l'équation.

$$y_i = f_2 \left(\sum_{i=1}^l w_{iq} f_1 \left(\sum_{j=1}^m v_{qj} x_j + b_j \right) + b_q \right) \quad (3.48)$$

f_1 et f_2 sont les fonctions d'activation.

On peut ainsi donner la prévision y_i d'une série temporelle en fonction de son historique x_i .

3.4.1.1.3 Ondelettes

Le principe de la génération de séries temporelles de vent par ondelettes est de décomposer le signal (série passée) et de le reconstituer à l'aide d'une ondelette. Cette dernière étant une fonction continue à valeurs complexes ou réelles, de moyenne nulle et de variance finie (Askoy, et al., 2004).

3.4.1.2 Génération de séries temporelles d'irradiation solaire

La génération des séries temporelles de d'irradiation fait également l'objet d'une grande quantité de travaux. Les modèles dits physiques, (Perez, et al., 1990), (Perez, et al., 2007), (Gueymard, 2003a), (Gueymard, 2003b), basés sur les formules de calcul de l'irradiation théorique au sol et les données météorologique comme la couverture nuageuse, sont les plus utilisés du fait de leur meilleure fiabilité. On rencontre aussi les modèles mathématiques précédemment présentés : ARIMA (Zeroual, 1995), réseaux de neurones (Sfetsos, et al., 1999). Ces modèles tirent avantage de la nature cyclique (jour, nuit) fortement marquée de l'irradiation solaire.

3.4.1.3 Conclusion

Le but commun des différentes méthodes de génération de séries temporelles est de simuler une série chronologique future qui aurait à peu près le même comportement statistique (notamment en termes de corrélations et d'auto-corrélation) et la même dépendance temporelle qu'une série chronologique passée. Il s'agit donc de prévision.

Les techniques de prévisions éprouvées en ce qui concerne la consommation d'électricité, ne donnent pas encore de résultats satisfaisants en ce qui concerne le vent par exemple. Les meilleures méthodes de prévision accusent une erreur de 15 % à un horizon de 36 heures (Focken, et al., 2002), (Giebel, et al., 2003). Tandis que, par exemple, RTE (le gestionnaire du réseau de transport français) enregistre un écart type de l'erreur de prévision de consommation de 900 MW pour une consommation variant de 35000 à 90000 MW (RTE, 2008) soit un pourcentage allant de 1 à 2,5.

La modélisation des aléas du système électrique par des séries temporelles a pour principale motivation la prise en compte de la dépendance temporelle des variables aléatoires – et par le même coup des dépendances entre variables – et des auto-corrélations. Elle permet notamment de tenir compte des cycles de maintenance des unités de production, de l'hydraulicité, (Matos, et al., 2009), du stockage par pompage d'eau, de la saisonnalité de la consommation ect... Pour qu'une telle modélisation du système soit fiable, il faudrait que toutes les grandeurs du système soient prévisibles avec un niveau de précision comparable ; ce qui n'est pas le cas à l'heure actuelle pour des horizons temps aussi lointains que ceux liés aux études de planification. De plus il faut se rappeler que la génération d'une série temporelle se base sur un historique. La réalisation de cette série temporelle pourrait être complètement différente de la

prévision tout en gardant les mêmes caractéristiques probabilistes. L'utilisation d'une modélisation par séries temporelles nécessite pour être généralisable de disposer de dizaines d'années d'historiques sur toutes les variables du système électrique.

Cette limitation réduit la pertinence de l'utilisation des séries temporelles pour les études d'impact à long terme des EnR sur le réseau électrique. Par contre pour tous les phénomènes dynamiques à très court terme (infra horaire) et les problèmes de « *unit commitment* » du jour au lendemain par exemple, l'utilisation des séries chronologiques est adéquate et indispensable.

3.4.2 Les distributions de probabilités

A la différence des séries chronologiques, la notion de temporalité (séquence) est perdue lorsqu'on fait le choix de modéliser un phénomène par sa distribution de probabilité. Cette dernière restitue juste le spectre de variation de la variable observée. En revanche, pour le vent ou pour l'ensoleillement, on constate que sur un site donné, la distribution de probabilité se conserve d'une année à l'autre. A titre illustratif, sur la Figure 3.20, on remarque que la densité de probabilité de la vitesse de vent, mesurée dans une station Météo France en Corse pour les années 2005, 2006 et 2007, reste quasiment identique pour les trois années.

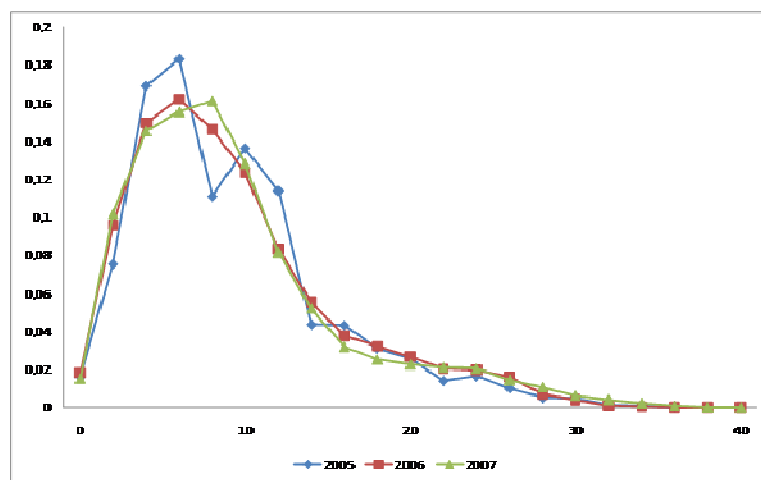


Figure 3.20 Densité de probabilité de la vitesse du vent pour 3 années consécutives

Pour toutes les études de planification, où la notion de séquence est moins importante que le respect de critères probabilistes globaux, la modélisation des variables du système par des distributions de probabilité sera la plus adaptée. Pour que les tirages aléatoire soient représentatifs le plus possible de la réalité, il faut tenir compte des dépendances entre variables d'entrée et d'autres éléments particuliers tels que les cycles de maintenance, la production hydraulique...

3.4.2.1 Prise en compte des dépendances

D'une manière générale, les liens entre les charges à différents nœuds et entre productions renouvelables de même type à différents nœuds vont être pris en compte en étudiant les corrélations entre les séries passées (historiques) de ces variables. Ces

corrélations seront caractérisées par des relations linéaires comme décrit au paragraphe 3.3.3. La caractérisation des autres types de dépendance est expliquée dans la suite.

3.4.2.1.1 Dépendance génération/génération

Elle est de plusieurs ordres :

- La production renouvelable est indépendante de la production conventionnelle. Par contre cette dernière s'adapte à la combinaison de la première et de la demande. Il y a donc là un lien indirect pris en compte au moment du dispatching.
- La maintenance programmée peut être prise en compte en faisant des tirages de Monte Carlo conditionnels. L'analyse du fonctionnement du système (notamment le dispatching) permet de détecter les situations mutuellement exclusives et ainsi de définir des lois conditionnelles. Le processus de tirages conditionnels est le suivant : soit (X, Y) un couple de variables aléatoires de densité $f(x, y)$, représentant la disponibilité de deux groupes ; on peut écrire $f(x, y) = f_X(y/x)$ où f_X est la densité de probabilité de X et $f(. / x)$ est la densité conditionnelle de Y sachant $\{X = x\}$. Pour générer (X, Y) , on simule X selon la loi de densité f_X ; si $X = x$, on simule Y selon la loi de densité $f(y/x)$ et indépendamment de X . Ce procédé peut être itéré pour générer des vecteurs à n dimensions.

La problématique de la maintenance peut aussi être prise en compte en identifiant les périodes de maintenance, le nombre et le type de machines concernées ; cette identification permet de diviser la période d'étude en sous périodes différentes par le nombre de machines en service.

Pour les études réalisées dans ce travail, le choix a été fait de considérer un taux d'indisponibilité global incluant le programmé et le fortuit. Et donc de faire des tirages aléatoires sur l'indisponibilité des groupes. On pourrait alors penser que des situations ne reflétant pas la réalité sont simulées ; ces situations sont essentiellement celles conduisant à une production insuffisante du fait de l'indisponibilité simultanée d'un trop grand nombre de groupes. L'utilisation comme outil de simulation d'un OPF⁵ qui vérifie d'abord l'adéquation production-consommation – et rejette les situations d'inadéquation – permet de ne simuler que les points de fonctionnement réalistes.

- La saisonnalité de la production hydraulique est prise en compte en divisant la période d'étude en saisons de forte, faible et moyenne hydraulité. Cette division découle de l'analyse des historiques de production hydraulique du système étudié. La capacité hydraulique est ajustée en fonction de la saison.

3.4.2.1.2 Dépendance génération/charge

La problématique de la dépendance génération/charge se pose surtout en ce qui concerne la production renouvelable.

Le lien immédiat est celui lié à la production photovoltaïque du fait du cycle jour/nuit.

⁵ *Optimised Power Flow* : calcul de répartition de puissance optimisé sous contraintes techniques et économiques.

CHAPITRE 3

3.4.2.1.3 Exemple illustratif

Dans cette partie seront illustrés quelques traitements présentés précédemment (maintenance programmée, hydraulité) sur la base du dispatching annuel 2006 de la production en Corse (EDF SEI, 2007).

Sur la Figure 3.21 représentant l'empilement hebdomadaire des moyens de production, on distingue nettement la saisonnalité de la production hydraulique et aussi de la demande. Ces deux facteurs nous permettent d'ores et déjà de diviser l'année en trois périodes :

- La période 1 (mi Octobre – mi Avril) dite « période hiver » qui correspond à l'hiver et dont les caractéristiques sont les suivantes :
 - Forte demande.
 - Production hydraulique importante.
 - Production thermique importante.
- La période 2 dite « période intersaison » (mi Avril – mi Juin) dont les caractéristiques sont les suivantes :
 - Niveau de demande au plus bas.
 - Production hydraulique importante.
 - Production thermique basse (beaucoup d'unités en maintenance programmée).
- La période 3 dite « période été » (mi Juin – mi Octobre) dont les caractéristiques sont les suivantes :
 - Niveau de demande moyen à la pointe.
 - Production hydraulique quasi nulle.
 - Production thermique importante.

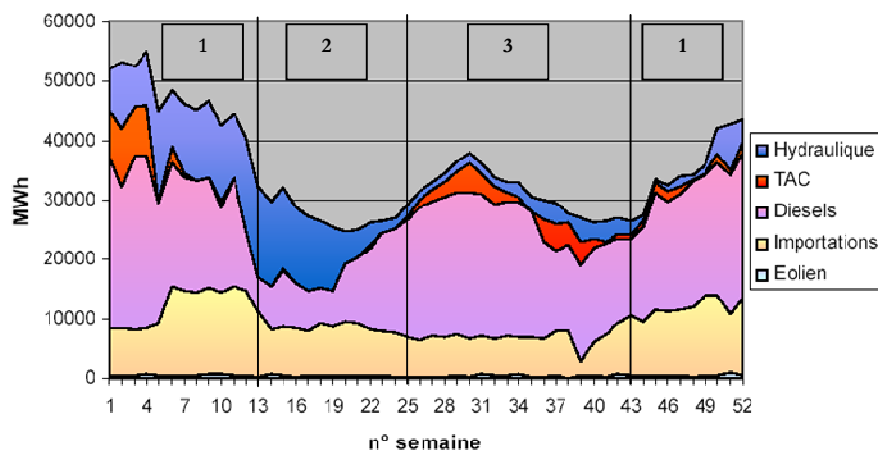


Figure 3.21 Empilement des moyens de production sur une année de consommation

La prise en compte du cycle jour/nuit de la production photovoltaïque conduit à la division de chaque période en deux : l'une dite « jour » de 6 h à 18 h et l'autre dite « nuit ». Dans chacune des 6 périodes, les dépendances sont modélisées par de corrélations linéaires.

3.5 Conclusion

Le fonctionnement normal d'un système électrique met en évidence des phénomènes variables dont le comportement est modélisé de façon adéquate par des modèles probabilistes (demande, disponibilité des ouvrages ect...). L'insertion au système des énergies renouvelables, dont l'aspect stochastique est incontestable, vient accroître le nombre de paramètres variables influençant son fonctionnement. L'étude de l'impact de ces dernières nécessite une modélisation probabiliste du système ; c'est-à-dire le calcul de toutes les distributions de probabilité des variables d'entrée (consommation, production conventionnelle, production éolienne...) et la détermination d'éventuelles dépendances entre ces distributions. Des méthodes ont été proposées pour déterminer les modèles probabilistes des productions conventionnelles et renouvelables. Les corrélations peuvent être étudiées à l'aide d'une palette de méthodes allant de la régression simple aux copules. Une régression simple « aménagée » sera privilégiée en raison de sa simplicité de mise en œuvre. De plus son niveau de précision est suffisant pour nos applications (par exemple l'insertion des énergies renouvelables en réseaux de type insulaires). Les modèles probabilistes seront constitués de distributions de probabilités car nous nous intéresserons surtout aux études d'impact à l'échelle temporelle de la planification. Le chapitre suivant sera consacré à la description des méthodologies de ces études.

CHAPITRE 3

4 Etudes d'impact des EnR sur les systèmes électriques : méthodologies

L'arrivée massive des énergies renouvelables dans les réseaux électriques impose de repenser la philosophie des études de réseaux.

L'intégration de la production d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques pose une problématique nouvelle aux gestionnaires de réseaux du fait notamment de l'aspect variable – voire aléatoire – des sources primaires mises en jeu. Comme tout moyen de production, les unités de production d'énergie renouvelable doivent pour être connectées au réseau, respecter un certain nombre de contraintes techniques liées au fonctionnement des systèmes électriques. Contraintes qui pour certaines vont être redéfinies en tenant compte des spécificités liées à la production renouvelable (les capacités de réglage de la fréquence par exemple ne sont pas encore exigées aux unités de production d'EnR). Pour vérifier que ces contraintes seront bien respectées par l'unité à raccorder, des études de fiabilité, de sécurité du réseau sont réalisées au préalable ; ce sont des études de raccordement. La variabilité des sources d'énergies primaires d'origines renouvelables - notamment l'éolien et le photovoltaïque qui nous intéressent principalement dans ce travail - a rendu très rapidement nécessaire la réalisation d'études dans le but d'analyser l'impact global de ces énergies sur un système électrique et estimer jusqu'à quel point elles pouvaient être intégrées au système. Il s'agit là des études d'intégration. Cette variabilité, combinée au fait qu'un système électrique en fonctionnement « classique » doit déjà faire face à des phénomènes de nature aléatoire (disponibilité des ouvrages, variation de la consommation), laisse penser que les méthodes probabilistes seraient particulièrement bien adaptées pour réaliser les études sus citées.

4.1 Etat de l'art des études de réseaux

Le raccordement d'une unité de production à un réseau électrique passe par une analyse préalable de fiabilité, sécurité et stabilité du nouveau système. Dans cette partie seront présentés les différents types d'études effectuées et les méthodologies. Avant cela, précisons les notions de fiabilité, sécurité et stabilité des systèmes électriques.

4.1.1 Fiabilité, sécurité et stabilité des systèmes électriques

4.1.1.1 Définitions

On rencontre dans littérature spécialisée (Kundur, et al., 2004), (Billinton, et al., 2004), (Billinton, et al., 1997), plusieurs définitions assez équivalentes de ces concepts. Nous avons retenus celles qui sont le plus en adéquation – parce que faisant ressortir la notion de probabilité – avec le type d'études que nous allons aborder.

Fiabilité : elle désigne pour un système électrique, la probabilité pour que celui-ci soit en fonctionnement normal sur une période donnée. La fiabilité traduit la capacité du système à fournir l'énergie de façon continue, avec le minimum d'interruptions sur une période relativement longue.

Sécurité : elle mesure en termes de risque la capacité du système à répondre aux perturbations soudaines sans interruption de fourniture. Elle traduit la robustesse du système face aux perturbations soudaines et par conséquent, dépend des conditions de fonctionnement précédant les incidents et de la probabilité pour ces incidents d'être perturbants. La sécurité est associée à la dynamique du système.

Stabilité : c'est la capacité du système, dans un état initial donné, à retrouver un état d'équilibre stable après une perturbation physique. Elle dépend des conditions initiales de fonctionnement et de la nature de la perturbation. On remarquera que la notion de probabilité n'apparaît pas dans cette définition.

4.1.1.2 Rapport entre fiabilité, sécurité et stabilité

Les concepts de fiabilité, sécurité et stabilité s'imbriquent les uns dans les autres de la façon suivante : un système doit être fiable aussi bien dans son fonctionnement quotidien (exploitation) que sur la durée (planification). Pour être fiable, un système doit avoir un bon critère de sécurité à tout instant. Pour avoir un bon critère de sécurité, il doit pouvoir revenir à un état d'équilibre après perturbation – donc être stable – mais aussi pouvoir résister aux perturbations soudaines et exceptionnelles.

La différence entre stabilité et sécurité s'illustre en observant les conséquences d'une perturbation sur deux systèmes ayant le même degré de stabilité. Le système le plus sécurisé subira, suite à cette perturbation, les conséquences les moins sévères.

La sécurité et la stabilité sont des critères qui varient dans le temps et dont la valeur est fonction des conditions de fonctionnement du système. La fiabilité quand à elle traduit la performance moyenne du système au cours d'une période de fonctionnement relativement longue. Elle est donc évaluée en considérant le comportement du système sur une longue période.

La fiabilité est liée à un aspect fondamental du fonctionnement des systèmes électriques : l'adéquation, qui est l'aptitude du système à satisfaire la demande globale à

CHAPITRE 4

tout instant en tenant compte des contraintes d'exploitation et de l'indisponibilité (fortuite ou programmée) des unités de production et des ouvrages de réseau. L'adéquation est associée aux conditions statiques du système. Les études d'adéquation se font dans le cadre de la planification du système électrique.

4.1.1.3 Indices de fiabilité

Les indices de fiabilité les plus utilisés sont des critères probabilistes de l'adéquation production-consommation (sans prise en compte du réseau). Trois typologies principales d'indice de fiabilité (Billinton, et al., 2004), (Allan, et al., 2000) sont relevées :

- probabilité de défaillance en puissance ;
- index d'interruption de charge : périodes moyennes de perte de charge ;
- fréquence et durée des pertes.

Les plus utilisés sont :

- LOLP (*loss of load probability*) : c'est le plus ancien et le plus basique des critères. Il définit la probabilité de ne pas satisfaire la demande sur une période donnée. Il caractérise donc le risque de délestage mais ne donne aucune indication sur l'ampleur de celui-ci.
- LOLE (*loss of load expectation*) : il est défini comme l'espérance mathématique du nombre d'heures (*resp.* de jours) de l'année durant lesquels la demande de pointe horaire (*resp.* journalière) n'est pas satisfaite faute de capacité de production.
- LOEE (*loss of energy expectation*) : c'est l'espérance mathématique de l'énergie non fournie du fait de l'insuffisance des capacités de production par rapport à la demande. Il donne une idée de la sévérité du délestage.
- LOLF (*loss of load frequency*) : nombre moyen de fois où il y a insuffisance de capacité de production par rapport à la demande.

Les indices précédemment cités permettent d'évaluer le fonctionnement global du système. Pour rendre compte du comportement local on utilise les indices de fiabilité relatifs aux nœuds du réseau (Allan, et al., 2000) dont quelques uns sont cités ici :

- La probabilité de défaillance,
- Les espérances mathématiques de la fréquence de défaillance, du nombre de violations de tensions, de la consommation délestée, de l'énergie non fournie ect...

Plusieurs autres indices de fiabilités sont donnés dans la littérature spécialisée (Allan, et al., 2000), (Billinton, et al., 2004). Il est à noter qu'ils ne peuvent être tous évalués et que le choix se fait en fonction du type d'étude et des défauts analysés.

Ces différents critères sont des valeurs moyennes de distribution de probabilité sur une période. Ils représentent donc des mesures relatives permettant de comparer de façon objective plusieurs scénarii d'évolution du système.

4.1.2 Analyse des systèmes

4.1.2.1 Phases successives de l'exploitation d'un réseau

Le problème majeur de l'ensemble des acteurs du système électrique et plus particulièrement de l'exploitant est de maintenir l'équilibre entre l'offre disponible et la demande. Pour satisfaire cet objectif, trois types d'actions sont réalisés à différents horizons : planification (5 à 30 ans), gestion prévisionnelle (1 jour à 5 ans) et conduite (temps réel).

4.1.2.1.1 La planification

Prévision à long terme (5 à 30 ans) des investissements à effectuer en termes de moyens de production et de transport qu'il sera nécessaire de construire et d'installer pour satisfaire la demande en volume.

La planification permet de concevoir le réseau électrique optimal du point de vue adéquation : c'est l'art de décider judicieusement, et suivant un plan préétabli, des investissements nécessaires pour faire face à la demande. L'objectif premier des planificateurs est de mettre en évidence les besoins en investissement du système électrique production-transport qui sont les plus rentables économiquement.

4.1.2.1.2 La gestion prévisionnelle

A un horizon proche, de la veille du jour donné à 5 ans, il s'agit de prévoir tout d'abord les dates de mise en service des ouvrages, puis les besoins en combustibles, les consignations des ouvrages pour maintenance et le plan de charge pour les groupes. Toutes ces opérations reposent sur des prévisions de consommation et éventuellement de la production renouvelable, affinées au fur et à mesure qu'on se rapproche du jour donné.

La gestion prévisionnelle comprend plusieurs cycles (pluriannuel, annuel, hebdomadaire, journalier), étroitement imbriqués et cohérents, mais différents du point de vue du type d'analyse à mettre en œuvre. Nous ferons donc la distinction entre gestion prévisionnelle à moyen terme (de quelques jours à 5 ans) et à court terme (du jour pour le lendemain) ou « *unit commitment* ». La première est plus liée - comme la planification - aux analyses de type « adéquation » et la seconde aux analyses du type « sécurité ».

- L'analyse de type adéquation est traitée comme en planification. La différence vient du fait que les moyens de production sont ici figés et l'exploitant doit trouver le meilleur moyen de gérer les consignations dans son système. L'analyse devra donc tenir compte des règles d'exploitation du système.
- La prise en compte de la sécurité porte sur les phénomènes rares qui conduisent à de fortes conséquences sur les consommateurs et vis-à-vis du fonctionnement du réseau.

4.1.2.1.3 La conduite

Elle est assurée par les dispatcheurs. Leur intervention est nécessaire car elle permet de faire face aux aléas qui échappent aux études prévisionnelles. La conduite concerne l'exploitation en temps réel du système, elle est directement liée à la gestion prévisionnelle.

CHAPITRE 4

4.1.2.2 Analyse statique de sécurité

La conduite et la gestion prévisionnelle à court terme du réseau sont tributaires des analyses de sécurité statique et dynamique du système. Cette partie sera consacrée à la description des analyses de sécurité statique.

4.1.2.2.1 Calcul de la répartition de puissance « Load flow »

Le calcul de la répartition de puissance dans un réseau électrique a pour but de déterminer les conditions de fonctionnement d'un réseau en régime triphasé permanent équilibré. Cette étude sert de base en exploitation (conduite et gestion prévisionnelle) aussi bien qu'en planification. Les résultats obtenus sont en effet utilisés pour les calculs d'analyse de sécurité, d'optimisation ou calculs de stabilité et ils constitueront l'outil d'aide aux planificateurs.

Connaissant les puissances actives et réactives produites aux nœuds d'un réseau, le « *load flow* » permet de déterminer l'ensemble des tensions (modules et angles) puis l'ensemble des transits des puissances actives et réactives dans les liaisons.

Le « *load flow* » a pour objectifs entre autres :

- d'évaluer les conséquences d'une manœuvre (analyse de sécurité) : charge des lignes, chute de tension...
- de déterminer à l'avance un programme de production pour les centrales de sorte à optimiser certains critères (pertes, marges d'exploitation) ;
- d'évaluer différentes variantes d'extension du réseau (nouvelle ligne, nouveau poste de transformation) ;
- de calculer les conditions initiales pour toute étude de phénomène dynamique ou électromagnétique ;

Formulation du problème

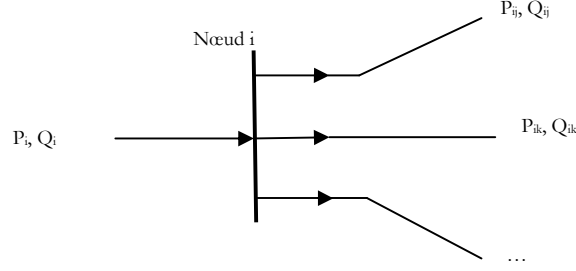
Le problème du calcul de la répartition de puissance est formulé de la façon suivante : étant donnés,

- la topologie nodale du réseau,
- les paramètres électriques des liaisons représentées par leurs modèles (impédances, admittances, schéma en Π ...),
- les injections de puissances actives et réactives aux nœuds PQ et les injections de puissances actives et les tensions aux nœuds PV,
- un nœud de référence avec tension fixée en module et en phase,

déterminer toutes les tensions aux nœuds (modules et phases) puis en déduire les transits de puissance actives et réactives dans les liaisons ainsi que les pertes actives et réactives totales.

Mise en équation

Pour un réseau à n nœuds, on exprime en chaque nœud le bilan des puissances sachant que les injections de puissances actives et réactives sont données :



$$\begin{aligned}
 P_i &= \sum_{\substack{\text{liaisons} \\ \text{incidentes en } i}} (P_{ij}) = f_i(U_1, \dots, U_n; \theta_1, \dots, \theta_n) \\
 Q_i &= \sum_{\substack{\text{liaisons} \\ \text{incidentes en } i}} (Q_{ij}) = g_i(U_1, \dots, U_n; \theta_1, \dots, \theta_n)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Où, P_{ij} et Q_{ij} sont les transits actifs et réactifs dans les lignes 'nœud i – nœud j '. Ils s'expriment également par des relations non linéaires avec les variables d'état du système (U, θ) :

$$\begin{aligned}
 P_{ij} &= f_{ij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j, \gamma_{ij}) \\
 Q_{ij} &= g_{ij}(U_i, U_j, \theta_i, \theta_j, \gamma_{ij})
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Les équations (4.1) exprimées en chaque nœud permettent d'établir le système d'équation (4.3) à résoudre pour le « *load flow* ».

$$\begin{pmatrix} P_i \\ Q_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_i(U_1, \dots, U_n; \theta_1, \dots, \theta_n) \\ g_i(U_1, \dots, U_n; \theta_1, \dots, \theta_n) \end{pmatrix} \begin{matrix} 1 \\ \vdots \\ n \\ 1 \\ \vdots \\ n \end{matrix} \tag{4.3}$$

On peut remarquer que l'état électrique du nœud i est caractérisé par quatre variables, à savoir les puissances actives et réactives (P, Q), la tension en module et phase (U, θ). Deux des variables seront indépendantes et données, le calcul s'effectuant sur les deux autres. Pour résoudre le problème, on distingue trois types de nœuds pour lesquels deux des quatre grandeurs sont données.

- Le nœud bilan indicé par 1 tel que $\theta_1 (= 0)$ et U_1 sont donnés. Ce nœud permet de couvrir les pertes actives et réactives et également la différence (si elle existe) entre production totale et consommation totale de puissance active et réactive.

- Les nœuds PV pour lesquels la production P_i et la tension U_i sont données. Ils sont indicés de 2 à $m+1$. Ces nœuds sont aussi appelés « nœuds générateurs » car ils simulent le fonctionnement d'un générateur sous réglage de tension.
- Les nœuds PQ ou nœuds charges pour lesquels les puissances actives et réactives sont données. On calculera donc la tension en module et phase (U_p, θ_p). Ils sont indicés de $m+2$ à n . Les nœuds PQ, s'ils sont en général des nœuds charge, peuvent aussi être des nœuds générateurs en butée de réactif qui passent donc de PV à PQ.

Le système d'équations devient alors :

$$\begin{pmatrix} P_i \\ Q_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_i(U_{m+2}, \dots, U_n; \theta_2, \dots, \theta_n) \\ g_i(U_{m+2}, \dots, U_n; \theta_2, \dots, \theta_n) \end{pmatrix} \begin{matrix} 2 \\ \vdots \\ n \\ m+2 \\ \vdots \\ n \end{matrix} \quad (4.4)$$

Sous cette forme on obtient un système de $(2n - m - 2)$ équations non linéaires à $(2n - m - 2)$ inconnues. Il est résolu par des méthodes itératives telles que Gauus-Seidel ou encore Newton-Raphson (Eremia, et al., 2000).

4.1.2.2 Répartition optimale des puissances « Optimised load flow » (OPF)

Connaissant les charges d'un réseau, l'OPF permet d'établir un plan de production des puissances actives et réactives qui soit économiquement optimal tout en respectant les limites des générateurs, les limites de transit sur les liaisons et les contraintes de tension aux nœuds. La solution obtenue doit en outre minimiser les pertes ohmiques. Il s'agit en fait d'un problème de « *load flow* » classique auquel on a ajouté des contraintes économiques (minimisation du coût de production) et techniques (respect des limites admissibles de transit, de tension et de capacités de production des unités). Le problème de répartition optimale des puissances est résolu en deux étapes :

- *Adéquation production-consommation* : pour satisfaire la demande, les unités de production sont sélectionnées sur un critère économique. Les unités les moins coûteuses sont prioritaires.
- *Sécurité statique* : l'adéquation étant réalisée, le réseau est rajouté et le système ainsi constitué est simulé (« *load flow* ») et le respect des contraintes est vérifié. Si des violations de contraintes sont enregistrées, plusieurs mesures peuvent être prises parmi lesquelles, par ordre de priorité, la modification du dispatching initial, la compensation de réactif et les délestages.

4.1.2.3 Analyse dynamique de sécurité

Cette analyse a pour but de vérifier la stabilité du système suite à une perturbation connue. Elle vient à la suite d'une analyse statique et a comme principale donnée

CHAPITRE 4

d'entrée, les points de fonctionnement du système jugés « sûrs » du point de vue statique.

L'analyse dynamique de sécurité qui est en fait une étude de stabilité transitoire consiste à analyser le comportement des machines tournantes (alternateurs) du réseau suite à une perturbation définie et de grande ampleur. Il s'agit de voir si les machines gardent leur synchronisme, si elles restent connectées suite au défaut. Les principaux défauts simulés sont :

- la perte du plus gros groupe,
- la perte d'une ligne,
- un court-circuit en un point du réseau.

Lors du raccordement d'une nouvelle unité de production, le plan de protection est testé pour différents défauts.

4.1.3 Du « déterministe » au « probabiliste »

Pendant des décennies, les études de réseaux précédemment présentées ont toujours été réalisées dans une logique déterministe. Les paramètres d'entrée nécessaires à la résolution des problèmes formulés ont été considérés avec une valeur fixée. Que ce soit en planification ou en exploitation, l'idée était de simuler le système pour des points de fonctionnements dits « pires cas ». L'hypothèse implicite derrière cette logique est que tous les autres points de fonctionnement du système sont moins contraignants que ceux étudiés. L'utilisation des méthodes déterministes permet de mettre en sécurité le système mais elle peut aussi conduire à un surdimensionnement de ce dernier, c'est-à-dire à le rendre robuste pour des situations qui se produisent rarement voire jamais. La logique probabiliste qui consiste à considérer tous les cas possibles avec leurs probabilités d'occurrence, a été introduite progressivement, d'abord en planification.

4.1.3.1 Planification probabiliste

La logique probabiliste a été introduite dans les études de planification du système production-transport d'EDF vers 1968 au travers du premier modèle MEXICO. Cette approche permet d'estimer la défaillance structurelle du système production-transport. Pour ce faire, le programme résout un problème de dispatching économique (OPF) dans l'approximation linéaire dite du courant continu. Ce problème est résolu pour un grand nombre de situations de disponibilité des moyens de production tirées au sort. A noter ici que la topologie du réseau et consommation restent des données fixées (la référence étant la situation correspondant à l'hiver avec une pointe de consommation). Nous qualifierons cette approche de « partiellement probabiliste ».

4.1.3.2 Logique probabiliste

Les études présentées au paragraphe 4.1.2 ont été abordées d'une manière purement déterministe. Lorsque l'on doit évaluer l'évolution des paramètres du réseau au cours du temps, les limites dans l'applicabilité des méthodes déterministes apparaissent. Ces limites peuvent être comblées suivant deux logiques :

- En restant dans la logique – déterministe – de l'étude d'un système sur quelques points de fonctionnement « dimensionnants », l'incertitude dans un

problème de planification peut être située au niveau de la prévision de l'état du système pour le point de fonctionnement considéré. Dans ce cas, l'apport d'une logique probabiliste serait de définir les variables du système par des intervalles de confiance (Eremia, et al., 2000). Par exemple dans un problème de planification d'un réseau à une année t , dans une logique déterministe, on étudierait typiquement deux points de fonctionnement (charge min et max). Dans une logique probabiliste, au lieu d'avoir des valeurs fixes de demande et de génération pour ces points de fonctionnement, on aurait des prévisions fournies avec des intervalles de confiance. Il est dans ce cas plus adéquat de considérer les données d'entrée du problème comme des variables aléatoires.

- On peut aussi se dire que les situations dites « pire cas » ne sont pas forcément les plus contraignantes. Dans ce cas l'exercice de planification ou de gestion prévisionnelle avec une logique probabiliste reviendrait à simuler le fonctionnement du système en tenant compte des variations de ses paramètres sur toute la période d'étude. En fonctionnement normal, la majorité des paramètres (charge, production, disponibilité des ouvrages...) du système électrique varient. En toute rigueur, une étude probabiliste du système doit tenir compte de toutes ces variations.

L'analyse des systèmes électriques par les méthodes probabilistes consiste à réaliser les différentes études y affairant en ayant comme paramètres d'entrée des distributions de probabilité en lieu et place de valeurs fixes. Le nombre de paramètres décrits de façon probabiliste dépend des capacités de calcul, de la connaissance du système, du degré de précision recherché. La mise en œuvre de ces méthodes peut se faire de façon analytique ou par simulations de Monte Carlo.

4.1.3.3 « Load flow » probabiliste : méthode analytique

La résolution analytique d'un problème de « load flow » probabiliste utilise une approximation linéaire (linéarisation) des équations de « load flow » classique (4.1) et (4.2). Les résultats du calcul du régime permanent conduisent à la description des variables d'état et des variables inconnues – circulations de puissance, tensions – comme des variables aléatoires.

4.1.3.3.1 Formulation du problème

Les systèmes d'équations non linéaires (4.1) et (4.2) formulant le problème de « load flow » classique peuvent s'écrire sous forme réduite de la façon suivante :

$$\begin{aligned} Y &= f(X) \\ Z &= g(X) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Où :

- Y est le vecteur d'entrée qui comprend les injections nodales de puissance,
- X est le vecteur d'état composé des tensions en grandeur et module de tous les noeuds,
- Z est le vecteur de résultats qui contient les transits de puissance dans les lignes.

CHAPITRE 4

La modélisation probabiliste du système tient compte des variations de la production conventionnelle par le biais des taux de disponibilité des groupes de production. Les variabilités de la production renouvelable et de la demande sont modélisées en s'appuyant sur l'analyse de leurs séries temporelles respectives.

Le « *load flow* » probabiliste a pour but de fournir un spectre de valeurs possibles pour toutes les variables d'état (tensions en chaque nœud) et résultats (transits de puissance dans les lignes) du système.

La majorité des techniques développées pour le « *load flow* » probabiliste sont basées sur la linéarisation de (4.5) autour d'un point de fonctionnement X_0 (Hatziaargyriou, et al., 2004), (Allan, et al., 1976), (Allan, et al., 1981).

$$X = X_0 + J^{-1}Y \quad (4.6)$$

Où $J = \frac{\partial f(X)}{\partial X}$ est la matrice jacobienne du système.

Après linéarisation, le vecteur résultat Z s'exprime comme une fonction linéaire du vecteur d'entrée (injections nodales de puissance) Y . Ces entrées étant définies sous forme de distributions de probabilité.

$$Z = Z_0 + A^T Y \quad (4.7)$$

$$\text{Avec } A = \left(\frac{\partial g(X)}{\partial X} \right) \left(\frac{\partial f(X)}{\partial X} \right)^{-1} = \left(\frac{\partial g(X)}{\partial X} \right) J^{-1}.$$

Les équations (4.6) et (4.7) permettent d'obtenir les fonctions densité de probabilité de variables inconnues en utilisant les techniques de convolution et la théorie des fonctions de variables aléatoires (Usaola, 2009) (expansion de Cornish-Fischer par exemple). Ces techniques sont valables sous les conditions supplémentaires suivantes :

- indépendance statistique des variables aléatoires d'entrée (Borkowska, 1973) ;
- normalité des variables aléatoires d'entrée (Eremia, et al., 2000).

Certaines méthodes analytiques permettent de considérer des corrélations linéaires simples entre les variables d'entrées (Usaola, 2009), (Leite Da Silva, et al., 1984) mais restent limitées du fait de la non linéarité des équations de « *load flow* ».

Le modèle analytique est structuré pour fournir une description probabiliste des variables aléatoires inconnues. Pour cela il doit être mis sous forme d'un système d'équations linéaires matérialisant la liaison entre les variables inconnues et les variables d'état du système.

CHAPITRE 4

Les principales difficultés dans la résolution analytique du problème de « *load flow* » probabiliste sont :

- l'absence de relation explicite de liaison entre les variables d'état (U, θ) et les variables d'entrée (P, Q),
- l'existence de corrélations complexes entre les variables d'entrée,
- la non linéarité des équations (4.1) et (4.2). Cette difficulté est surmontable par linéarisation autour d'un point de fonctionnement quand il s'agit simplement du calcul de la répartition de puissance pour un point de fonctionnement donné. Dès lors qu'il s'agit d'un calcul optimisé de répartition de puissance, avec possibles arrêts ou démarrages d'unités pour lever des contraintes, les non linéarités qui en résultent ne sont pas (ou pas encore) modélisables de façon analytique. De plus si le calcul de répartition optimisé (OPF) concerne une période de fonctionnement relativement longue (en d'autres termes : plusieurs points de fonctionnement très différents), la linéarisation autour d'un point de fonctionnement n'est plus applicable.

Compte tenu des difficultés liées au calcul analytique de lois de probabilité définies comme des fonctions non linéaires d'autres lois, l'autre alternative est de passer par des simulations numériques. La méthode numérique la plus connue est celle de Monte Carlo.

4.1.3.4 « Load flow » probabiliste : simulations de Monte Carlo

Le principe général des simulations de Monte Carlo consiste à générer une suite de nombres qui soit la réalisation d'une variable aléatoire donnée. La méthode par simulations de Monte Carlo consiste à calculer répétitivement la répartition de puissance du système pour différentes valeurs des paramètres d'entrée (Conti, et al., 2007). Les valeurs de chacun de ces paramètres sont générées aléatoirement sur la base de leurs distributions de probabilité. Pour un système à plusieurs variables, la simulation de Monte Carlo est assimilable à une génération aléatoire de points dans un espace à n dimensions, n étant le nombre de variables d'entrée du système. À l'issue du calcul de répartition de puissance pour tous les jeux de variables d'entrée générés, il résulte un ensemble de valeurs pour chaque variable de sortie (vecteur résultat) du système. Ces ensembles peuvent être analysés statistiquement comme s'il s'agissait d'observations expérimentales ou empiriques. Il existe deux techniques de simulations de Monte Carlo : les tirages non séquentiels et les tirages séquentiels.

4.1.3.4.1 Tirages séquentiels

Il s'agit ici de générer artificiellement les séries temporelles de tous les paramètres du réseau par tirages de Monte Carlo. La génération de ces séries temporelles et les limitations qui y sont liées, notamment en ce qui concerne les études de planification à long terme, ont été traitées au paragraphe 3.4.1.

4.1.3.4.2 Tirages non-séquentiels

Les tirages non-séquentiels donnent des photographies instantanées (états) du système électrique. Ces différents états sont indépendants les uns des autres. La notion de temporalité est ici absente d'où le souci de prendre en compte dans la modélisation des

variables, des dépendances pouvant exister entre elles. Cette question a été traitée au paragraphe 3.4.2.

4.1.3.4.3 Validité des résultats obtenus par simulations de Monte Carlo

Le principal inconvénient des méthodes qui ont recours aux simulations de Monte Carlo est le besoin d'un grand nombre de simulations pour couvrir tous les cas possibles et donc assurer la validité des résultats.

En toute rigueur, pour simuler, par exemple, une année de points de fonctionnement horaires en ne tenant compte que des variations de la demande et de la puissance éolienne, il faudrait effectuer $8760^2 = 76737600$ tirages ! Dans la pratique il est rédhibitoire en termes de temps de calcul d'envisager un tel nombre de simulations. L'approche probabiliste basée sur les tirages de Monte Carlo pose donc le problème du nombre d'échantillons représentatif de toute la « population » de points de fonctionnement à simuler. De plus ces points de fonctionnement ne sont entièrement caractérisés (flux, tensions, défaillances, productions...) qu'après simulations. La population analysée statistiquement est en fait constituée de l'ensemble des résultats des simulations TROPIC.

Lorsqu'on effectue n simulations du système, on peut estimer une probabilité de défaillance $\tilde{P}(D) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n D(x_i)$ où $D(x_i)$ est la fonction test de l'état x_i , $D(x_i) = 1$ si l'état x_i est défaillant et $D(x_i) = 0$ dans le cas contraire.

L'incertitude sur cette estimation est donnée par sa variance (Billinton, et al., 1994) :

$$V(\tilde{P}(D)) = V(D)/n \quad (4.8)$$

En fonction de la précision désirée, il est possible de déterminer le nombre d'échantillons nécessaires. L'indicateur le plus utilisé pour évaluer cette précision est le coefficient de variation défini par :

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{P}(D))}}{\tilde{P}(D)} = \frac{\sqrt{V(D)/n}}{\tilde{P}(D)} \quad (4.9)$$

Le nombre d'échantillons nécessaires s'écrit alors :

$$n = V(D)/(\beta \tilde{P}(D))^2 \quad (4.10)$$

On constate qu'une réduction de la variance $V(D)$, avec un coefficient de variation constant, conduit à la diminution du nombre de tirages n ; d'où le développement des techniques de réduction de variance rencontrées dans la littérature.

Une autre alternative pour déterminer le nombre de simulations nécessaire est de calculer la différence relative (intervalle de variations) entre les estimations pour plusieurs valeurs consécutives de n , et de définir une valeur limite ε de cette différence.

$$\Delta \tilde{P} = \left| \frac{\tilde{P}(D)_n - \tilde{P}(D)_m}{\tilde{P}(D)_n} \right| < \varepsilon \quad (4.11)$$

- $\tilde{P}(D)_n$ et $\tilde{P}(D)_m$ sont les estimations de la probabilité de défaillance pour n et m simulations. $m > n$.

La valeur de n à partir de laquelle la relation 4.11 est toujours vérifiée indique le nombre minimum de simulations nécessaires.

4.1.3.4.4 Application

Le processus d'application de la méthode par simulation de Monte Carlo est illustré sur la Figure 4.1. Chaque paramètre d'entrée du modèle est représenté par une distribution de probabilité. Des tirages sont effectués pour chacune de ces distributions afin d'obtenir un ensemble de points de fonctionnement du système. Un Calcul de répartition de puissance déterministe est alors effectué successivement sur chacun de ces points de fonctionnement avec un programme de « *load flow* » classique. L'utilisation des méthodes de Monte Carlo permet de représenter l'incertitude des variables de sortie du système en effectuant des tirages sur les variables d'entrée et en simulant de façon répétitive les points de fonctionnement obtenus. Le résultat obtenu est un ensemble de valeurs pour chaque variable de sortie au lieu d'une seule valeur comme c'est le cas pour une simulation déterministe. Les variables de sortie peuvent alors être représentées par des distributions de probabilité.

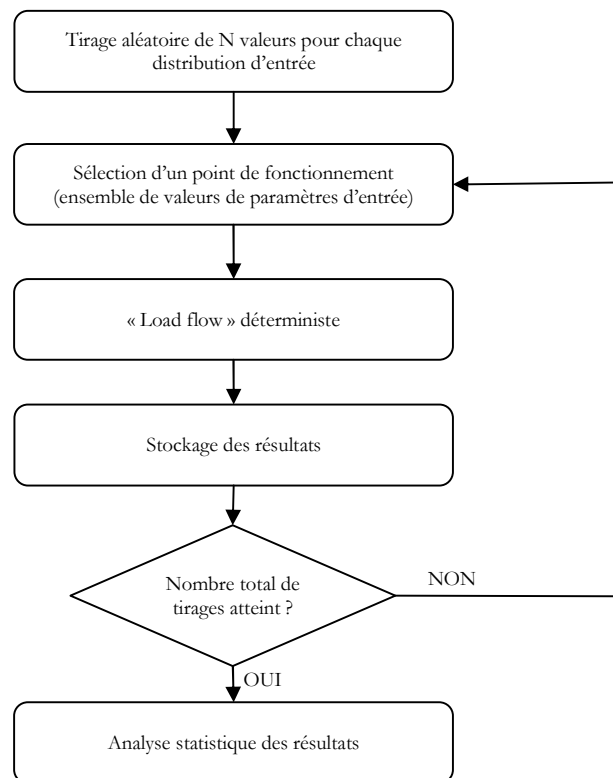


Figure 4.1 « load flow » par simulation de Monte Carlo

La méthode de Monte Carlo est gourmande en temps et moyens de calcul mais elle présente l'avantage de permettre la modélisation des données d'entrée avec tout type de distribution de probabilité (y compris les distributions non paramétrées). De plus,

associée à des méthodes de caractérisation de corrélations, elle permet d'effectuer des tirages en tenant compte de corrélations éventuelles entre différentes variables d'entrée.

4.1.4 Conclusion

La gestion des systèmes électriques est basée sur trois actions fondamentales et complémentaires : la planification, la gestion prévisionnelle et la conduite. Pour mener à bien ces actions, les acteurs du système électrique effectuent différentes analyses de son fonctionnement. Il s'agit d'analyses d'adéquation, de sécurité statique et dynamique. La base de toutes ces analyses est le calcul de la répartition de puissance (« *load flow* »). Ces analyses ont d'abord été réalisées avec des méthodes déterministes avant l'introduction progressive des méthodes probabilistes. Les simulations numériques sont pour l'instant les méthodes les plus adaptées pour résoudre un calcul de répartition optimisé (OPF) probabiliste. L'arrivée des moyens de production d'EnR dans les systèmes va accentuer la nécessité d'utiliser les méthodes probabilistes pour étudier leurs impacts.

4.2 Etat de l'art des études d'impact d'EnR dans les systèmes électriques Français

Le contenu de ce paragraphe est largement tiré des référentiels techniques des gestionnaires de réseau de transport et de distributions français. Il présente les études de raccordement telles qu'elles sont réalisées à l'heure actuelle par ces acteurs du système électrique. Une référence à des études d'intégration est également donnée.

4.2.1 Etudes de raccordement en réseau de transport (RTE, 2009)

Pour déterminer les possibilités d'accueil d'une installation sur le réseau et identifier les conséquences de son insertion dans le système électrique, le gestionnaire du réseau de transport (RTE) étudie l'impact de l'installation à travers l'évaluation des conditions de respect d'un certain nombre de critères techniques. Ces études permettent de déterminer si l'accueil de la nouvelle installation, en fonction de son point de raccordement, est subordonné à d'éventuelles limitations d'utilisation ou à des renforcements de réseau. RTE étudie également la faisabilité et les conditions techniques de réalisation du raccordement.

4.2.1.1 Principes généraux des études

Pour mesurer l'impact du raccordement de la nouvelle installation, RTE réalise des études de réseau afin de s'assurer du respect des règles d'exploitations. La démarche adoptée procède généralement en deux étapes :

- *Détection des situations les plus contraignantes* : vérification du respect des règles ou, en cas de non respect, évaluation du niveau de contrainte atteint. Cette détection est réalisée sur des situations déterministes suffisamment représentatives. Elles sont spécifiques au domaine technique étudié (les situations analysées sont définies pour chaque type d'études).
- *Caractérisation des contraintes* : si des contraintes sont détectées, elles sont alors caractérisées en terme de profondeur, d'occurrence et lorsque cela est

CHAPITRE 4

pertinent, de durée de risque. Ces caractéristiques sont déterminées à partir de la connaissance des paramètres influençant les grandeurs observées, comme l'aléa climatique, le comportement des consommations ou des productions, le comportement des ouvrages du réseau.

4.2.1.2 Types d'études

Il en existe plusieurs, amplement détaillées dans le référentiel technique de RTE (RTE, 2009). Dans cette partie seront présentées les situations contraignantes analysées pour les études de transit et de variations de tension.

4.2.1.2.1 Etude de transit

Elle permet de mesurer l'impact du raccordement d'une nouvelle installation sur les flux de puissance dans les différents ouvrages du réseau.

La détection des situations les plus contraignantes est conduite sur quelques points horaires représentatifs des conditions d'exploitation pouvant être rencontrées tout au long de l'année :

- A réseau complet (N) ;
- En situation de perte d'un ouvrage de réseau ($N - 1$) ;
- Lors de la maintenance programmée d'un ouvrage de réseau.

Pour ces différentes situations, RTE étudie plusieurs scénarii de production et d'échanges, qui permettent *in fine* de déterminer les situations les plus contraignantes.

4.2.1.2.2 Etude des variations de tension

Le raccordement d'une nouvelle installation sur le réseau provoque des variations de tension dans les postes environnants. Cet effet est d'autant plus sensible s'il s'agit d'une zone électrique peu dense.

Les calculs sont réalisés en considérant pour la production, les seules unités démarrées.

Les simulations sont menées sur une structure de réseau, probable, qui conduit *a priori* de faibles valeurs de courants de court-circuit. Ainsi, on recherche les situations d'indisponibilités fortuites d'ouvrages qui conduisent à la situation la plus pénalisante.

4.2.2 Etudes de raccordement en réseau de distribution (ERDF, 2009)

4.2.2.1 Types d'études

Les différentes étapes de l'étude de raccordement ont pour objet de concourir à la détermination des ouvrages à établir ou à modifier pour assurer une desserte dans des conditions techniques et économiques optimales. Chacun des domaines d'interaction de l'unité de production avec le réseau ou les autres utilisateurs est exploré et le dimensionnement du raccordement projeté doit assurer le maintien du réseau existant et futur dans un domaine de fonctionnement acceptable.

Les vérifications à mener pour évaluer l'impact du raccordement et déterminer les solutions de raccordement de tous les utilisateurs, producteur ou consommateur, sont les suivantes :

- tenue thermique des éléments du réseau : vérification des capacités de transit,

CHAPITRE 4

- vérification des conséquences sur les plans de tension des réseaux HTA et BT.
- vérification de la tenue de la tension au poste source : risque de butée régleur,
- modification des comptages au poste source,
- vérification de la tenue des matériels aux courants de court-circuit supplémentaires apportés par l'installation de production,
- vérification du fonctionnement du plan de protection contre les défauts entre phases du réseau HTA et du poste de livraison,
- choix de la protection de découplage,
- évaluation de la nécessité d'installation d'un dispositif d'échange d'informations d'exploitation.

Pour les installations de production d'énergie éolienne et photovoltaïque, des vérifications complémentaires sont à effectuer :

- évaluation du niveau de variations rapides de tension,
- évaluation des niveaux de courants harmoniques injectés,
- évaluation du déséquilibre des charges,
- évaluation de l'affaiblissement du signal de transmission tarifaire.

4.2.2.2 Méthodes

Dans ce paragraphe est présentée la méthodologie employée actuellement pour les deux premières étapes de l'étude – vérification des capacités de transit et du plan de tension. Les autres études sont réalisées sur un principe comparable qui est consultable dans le référentiel technique du gestionnaire du réseau de distribution Français (ERDF, 2009).

4.2.2.2.1 Hypothèses

- Tous les producteurs (existant ou en projet de raccordement) sont modélisés par la puissance active maximale qu'ils sont capables de produire durant la période de l'étude.
- la valeur de fourniture de réactif figurant dans les clauses d'accès au réseau pour la période de faible charge pendant la période étudiée.
- Les consommations sont prises en compte à leurs valeurs minimales pour la période d'étude.

4.2.2.2.2 Etude

Le système est simulé pour la situation exposée en hypothèses et les contraintes de transit et de tension sont vérifiées.

4.2.3 Etudes d'intégration

Il s'agit d'études d'impact global d'un parc d'énergies renouvelables sur un système électrique. La lecture de plusieurs rapports d'études pratiques (Belhomme, 2005), (DENA, 2005) montre que le principe général des méthodes utilisées est basé sur la simulation de quelques situations déterministes dites contraignantes.

4.2.4 Conclusion

Les études de raccordement et d'intégration telles que pratiquées à l'heure actuelle par les acteurs du système électrique (en particulier français) reposent sur des méthodes essentiellement déterministes avec comme avantages, la simplicité de mise en œuvre, les temps de calcul réduits, mais comme principal inconvénient, la non considération de plusieurs aléas intrinsèquement liés au fonctionnement du système électrique. Les lois de probabilités caractérisant ces aléas forment le modèle probabiliste du système électrique qui est la base des études probabilistes dont les méthodes vont être décrites dans le paragraphe suivant.

4.3 Etudes probabilistes d'impact des EnR sur les réseaux

Les études d'impact de la production d'EnR sur les réseaux sont classées en deux grandes catégories : les études d'insertion qui concernent l'impact global d'un parc de production d'EnR sur le système électrique et les études de raccordement qui permettent d'évaluer l'impact local d'une nouvelle unité de production avant sa connexion au réseau. Chacune des deux catégories comporte plusieurs types d'études qui, à part la détermination du crédit de capacité, sont basées sur des analyses de sécurité statique ou dynamique du réseau. Pour chaque type d'étude, sera d'abord succinctement présentée la logique déterministe classique, ensuite une description détaillée de la méthode probabiliste proposée sera donnée.

4.3.1 Etudes d'insertion

Les études d'insertion sont des outils de gestion prévisionnelle et de planification du système électrique. Elles permettent au gestionnaire de réseau d'avoir une vision à moyen ou long terme de l'impact d'un parc d'EnR sur son système.

4.3.1.1 Crédit de capacité

Le crédit de capacité est défini comme étant la puissance des moyens de production conventionnels qui peut être remplacée par une source intermittente, comme l'éolien ou le PV, sans diminuer la fiabilité en terme d'adéquation (*LOLP*) du système. Sa détermination nécessite donc une étude que nous avons classée parmi les études d'insertion.

La détermination du crédit de capacité d'une installation de production d'EnR est une étude probabiliste par excellence car elle est basée sur la comparaison de l'indice de fiabilité (critère probabiliste) du système sans et avec EnR.

Le calcul de cet indice se fait en combinant les modèles probabilistes de la production et de la demande (Figure 4.2).

CHAPITRE 4

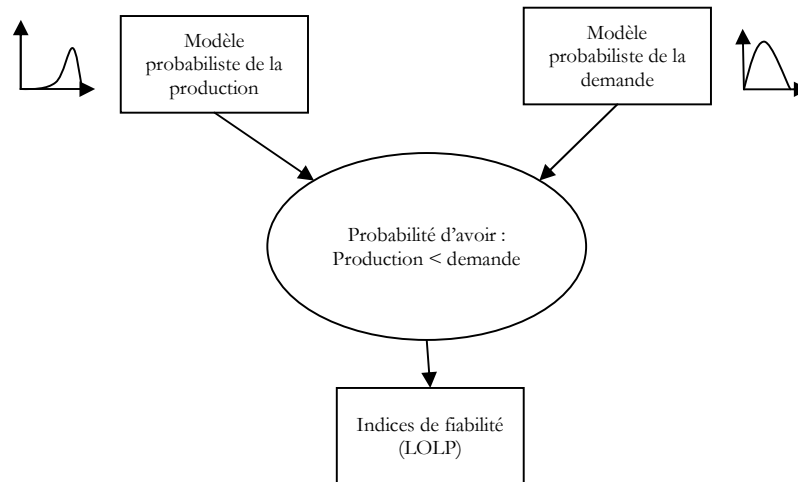


Figure 4.2 Modèle probabiliste production – demande

Le principe général est de calculer la probabilité de défaillance (*LOLP*) du système de production sans EnR ($LOLP_G$, situation n°1 sur la Figure 4.3) puis avec EnR ($LOLP_{G+EnR}$, situation n°2 sur la Figure 4.3). Le $LOLP_{G+EnR}$ est supérieur au $LOLP_G$ car on ajoute de la production. Le crédit de capacité est obtenu en diminuant progressivement la production conventionnelle dans le système avec EnR jusqu'à atteindre la valeur $LOLP_G$ (situation n°3 sur la Figure 4.3).

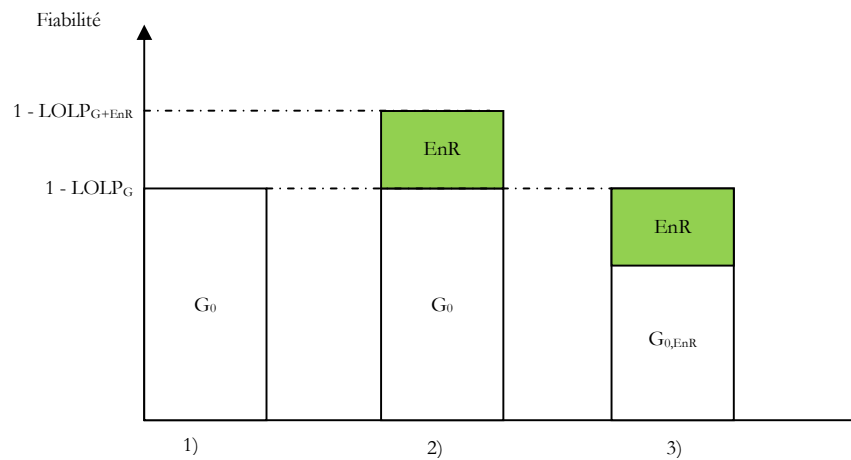


Figure 4.3 Calcul du crédit de capacité

Le crédit de capacité se calcule en pourcent par la formule (4.12).

$$CC = \frac{G_0 - G_{0,EnR}}{EnR} 100 \quad (4.12)$$

où :

CHAPITRE 4

- G_0 est la capacité installée au taux de défaillance initial
- $G_{0,EnR}$ est la capacité installée nécessaire en présence d'EnR pour que le système ait une probabilité de défaillance égale à la valeur initiale.

4.3.1.1 Méthode pseudo-déterministe

Une méthode que nous qualifierons de pseudo-déterministe consiste à modéliser la demande de façon déterministe en ne considérant que sa valeur de pointe sur la période d'étude et non son spectre de variations au travers d'une distribution de probabilité. Le *LOLP* est alors défini comme étant la probabilité pour que la capacité de production du système soit inférieure à la demande de pointe.

4.3.1.2 Méthodologie probabiliste

Cette méthodologie qui se base sur une modélisation probabiliste à la fois de la production et de la demande se décline comme suit :

- a. Modélisation probabiliste du système de production conventionnelle suivant la méthodologie décrite au chapitre 3, paragraphe 3.2.2.1 et tirage aléatoire d'une série G suivant la répartition de probabilité obtenue.
- b. Modélisation probabiliste de la production renouvelable selon la méthode décrite au chapitre 3, paragraphe 3.2.3 et modélisation probabiliste du système avec production EnR. La répartition de probabilité obtenue permet d'effectuer un tirage aléatoire d'une série $G+EnR$.
- c. Les séries des marges du système sans puis avec production renouvelable sont calculées, $G - D$ et $G + EnR - D$ respectivement (D représente la demande totale du système). $LOLP_G$ et $LOLP_{G+EnR}$ sont les probabilités d'avoir $G - D < 0$ et $G + EnR - D < 0$; ce qui correspond par exemple sur la Figure 4.4 aux surfaces sous les courbes en traits interrompus et continu dans la partie négative.
- d. Pour estimer le crédit de capacité, on diminue la capacité de production conventionnelle puis on recommence les étapes a, b et c jusqu'à avoir $LOLP_{G+EnR}$ égal au $LOLP_G$ du système initial. Le crédit de capacité se calcule avec l'équation 4.8.

Le traitement de la saisonnalité de l'hydraulique, des cycles de photovoltaïque, de la maintenance programmée se base sur les méthodes présentées au chapitre 3, paragraphe 3.4.2. Il s'agit donc de diviser l'année en périodes caractéristiques pour lesquelles les unités en maintenance sont exclues et la capacité hydraulique est adaptée. Le modèle probabiliste ne tient alors compte que des indisponibilités fortuites.

4.3.1.3 Exemple d'étude

Une étude a été faite sur un système de production insulaire en considérant une chronique horaire de consommation de janvier et février. Nous avons simulé l'insertion de 81 MW d'éolien répartis sur trois sites. La puissance conventionnelle disponible sur la période étudiée est $G_0 = 381$ MW.

L'exécution des étapes a, b et c nous a donné les résultats suivants :

CHAPITRE 4

- $LOLP_G = 1.8\%$ (surface sous la courbe en traits interrompus dans la partie négative).
- $LOLP_{G+EnR} = 0.9\%$ (surface hachurée sous la courbe en trait continu dans la partie négative).
- L'exécution de l'étape d. nous donne $G_0 - G_{0,EnR} = 12 \text{ MW}$ soit un crédit de capacité de $14,8\%$

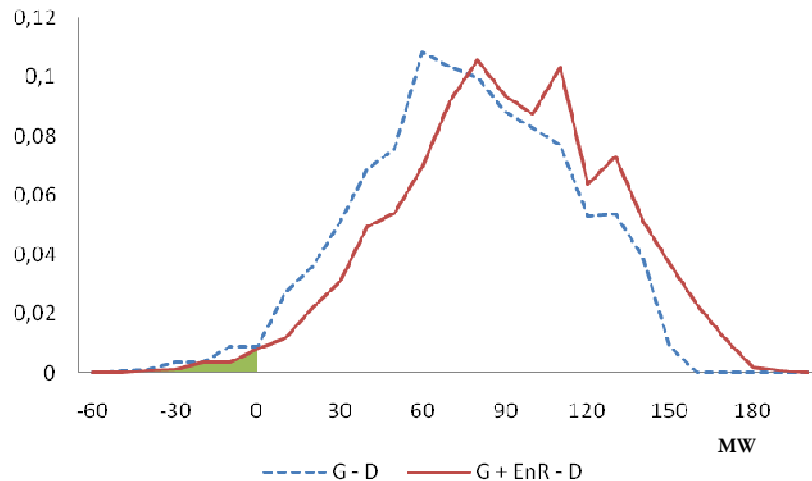


Figure 4.4 distribution de probabilité de la marge du système sans et avec production éolienne : cas d'un système de production insulaire français

4.3.1.2 Adéquation en réserves

Une des principales règles d'exploitation des systèmes électriques est d'assurer un niveau minimum de flexibilité. Cette dernière désigne la capacité du système à faire face du point de vue adéquation à un déséquilibre production consommation qui correspond soit à une variation imprévue de la demande, soit à la perte d'un moyen de production. Pour assurer leur flexibilité, les systèmes électriques sont exploités avec comme contrainte d'avoir à tout instant un niveau minimal de réserve tournante globale. En général ce niveau minimal correspond à la capacité de la plus grande unité de production. Le niveau minimal de réserve est réparti sur tous les groupes de production du système. Ceci équivaut à exploiter ces groupes en dessous de leur puissance nominale pour donner une marge de manœuvre (à la hausse comme à la baisse) à l'exploitant. La somme des marges sur tous les groupes doit être au moins égale à la puissance de la plus grosse unité de production.

La production d'EnR est considérée comme fatale puisqu'elle dépend principalement de la disponibilité de sa source primaire (vent ou ensoleillement). Elle ne peut donc pas de façon significative contribuer à la constitution de la réserve (même si en Irlande, une contribution à la réserve est demandée aux EnR). Ceci est d'autant plus vrai pour les grosses centrales de production d'EnR pour lesquelles des unités de stockages dédiées – qui techniquement permettent de constituer de la réserve pour les unités de production d'EnR – ne sont pour l'instant pas envisageables à cause de leur coût très élevé.

CHAPITRE 4

L'analyse d'adéquation en réserve traduit le niveau de flexibilité du système et est surtout utile pour les systèmes insulaires. Les grands réseaux interconnectés ont assez de réserves pour que cette limitation ne soit pas encore perceptible. L'analyse d'adéquation en réserve n'est donc pas nécessaire lors de l'étude d'impact des EnR dans les grands systèmes interconnectés.

En partant de l'hypothèse que la production d'EnR est fatale et ne contribue pas à la réserve, l'intégration de celle-ci au système électrique a pour effet de diminuer sa flexibilité car elle remplace des moyens de production flexibles. Cet impact est beaucoup plus marqué sur les réseaux isolés car ceux-ci sont amenés en cas d'incident à fournir de la réserve sans apport extérieur (pas d'interconnexion). Dans les systèmes isolés (réseaux insulaires), la réserve est surtout assurée par des groupes thermiques dont le domaine de fonctionnement optimal est compris entre une puissance minimale P_{min} (minimum technique dû aux caractéristiques des machines tournantes) et une puissance maximale P_{max} .

Soit un système ayant comme contrainte d'exploitation un niveau minimal de réserve R réparti sur n groupes thermiques. Chaque groupe i a une puissance minimale $P_{min,i}$. Pour respecter la contrainte de réserve, les n groupes dédiés doivent être en fonctionnement ; cela induit, pour tout le système, une puissance minimale produite

$$P_{min,t} = \sum_{i=1}^n P_{min,i} \quad (4.13)$$

Toute la production à un instant donné devant être absorbée, cela se traduit par l'équation 4.14 qui exprime le fait que la demande, défalquée de la production d'EnR, doit toujours être au moins égale à la puissance thermique minimale du système.

$$D(t) - P_{EnR}(t) \geq P_{min,t} \quad (4.14)$$

où :

- $D(t)$ est la demande à l'instant t ,
- $P_{EnR}(t)$ est la production d'EnR à l'instant t .

4.3.1.2.1 Méthode déterministe

Elle consistera à vérifier l'équation 4.14 pour les conditions les plus contraignantes c'est-à-dire : demande minimale et production d'EnR maximale. L'équation 4.14 devient alors :

$$D_{min} - P_{EnR,max} \geq P_{min,t} \quad (4.15)$$

CHAPITRE 4

4.3.1.2.2 Méthode probabiliste

Elle consiste à vérifier l'équation 4.11 pour un grand nombre de combinaisons demande/production EnR obtenues à partir des lois de probabilités de ces deux grandeurs et à calculer une probabilité de « non vérification de l'équation 4.10 ».

Le respect de la condition exprimée par l'équation 4.14 est une limitation à l'intégration d'un parc d'EnR donné. L'étude probabiliste de cette contrainte s'articule autour des étapes suivantes :

- a. *Définition d'un critère probabiliste* : le critère le plus approprié à l'étude est la valeur plafond δ de la probabilité d'avoir la condition 4.14 non respectée. Il correspond en fait sur une année à un nombre maximal d'heures d'effacement qu'il sera demandé à la production d'EnR pour respecter l'adéquation en réserves.

$$P[D(t) - P_{EnR}(t) < P_{min,t}] < \delta \quad (4.16)$$

- b. *Modélisation probabiliste des variables d'entrée* : les paramètres d'entrée sont les lois de probabilité de la production renouvelable et de la demande.
- c. *Calcul de la performance du système* : cette étape revient à effectuer des tirages simultanés de demande et de production EnR suivant les lois, à comparer les valeurs de la série $D - P_{EnR}$ à la puissance minimale $P_{min,t}$ et enfin à calculer la probabilité $P[D(t) - P_{EnR}(t) < P_{min,t}]$.

4.3.1.3 Analyses de sécurité

Ce sont des analyses de respect des contraintes d'exploitation des réseaux électriques. Elles ont en commun d'être basées sur le calcul de répartition de puissance.

4.3.1.3.1 Méthode déterministe

La méthode déterministe se résume à analyser la sécurité du système pour un nombre limité de situations contraignantes dites « pire cas ». Si P_{EnR} est la puissance EnR installée, et D la demande totale du système, les situations contraignantes les plus étudiées sont les suivantes :

- « $P_{EnR,max} / D_{min}$ » : Le parc de production d'EnR produit sa puissance maximale simultanément avec la demande minimale,
- « $P_{EnR,max} / D_{max}$ » : Le parc de production d'EnR produit sa puissance maximale simultanément avec la demande maximale,
- « $P_{EnR,min} / D_{min}$ » : Le parc de production d'EnR produit sa puissance minimale simultanément avec la demande minimale,
- et « $P_{EnR,min} / D_{max}$ » : Le parc de production d'EnR produit sa puissance minimale simultanément avec la demande maximale.

A partir des hypothèses de placement géographique de la production EnR, pour une puissance EnR installée P_{EnR} , toutes les situations contraignantes sont analysées. L'impact du parc de production est jugé néfaste si une des situations conduit à une défaillance. Il s'agit d'une analyse du type « défaillance / pas défaillance ».

4.3.1.3.2 Méthodologie probabiliste

Alors qu'avec la méthode déterministe l'impact du parc d'EnR sur le réseau est quantifié en termes de « défaillance / pas défaillance » pour quelques situations spécifiques, avec la méthode probabiliste, cet impact sera quantifié en terme de « risque de défaillance » défini sur une période de fonctionnement du système. Il s'agit donc d'une étude du type analyse de risque. Le principe général illustré sur la Figure 4.5 est de simuler le fonctionnement du système pour un certain nombre de situations. Le nombre de situations de réseau simulées doit être aussi important que nécessaire pour couvrir le spectre de variation de ses paramètres d'entrée sur la période d'étude. Cela correspond pour le cas de la Figure 4.5 à un « load flow » ou à un OPF (pour nos études) probabiliste avec comme données d'entrée les lois de probabilités des productions éoliennes $E1$ et $E2$ et de la charge.

La notion de risque est très importante car il s'agit de la base de toute étude probabiliste. Elle est déjà présente dans certains critères techniques tels que les limites d'excursion de tension dans un réseau. La contrainte liée aux variations de tension en réseau de distribution est spécifiée dans la norme NF EN 50160 : « Dans des conditions normales d'exploitation, en dehors d'interruptions, pour chaque période d'une semaine, 95% des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage $U \pm 10\%$ ». Ce type de critère sera défini et généralisé, à des périodes plus longues, pour d'autres contraintes importantes en analyse de sécurité telles que les congestions.

Ainsi, pour les analyses de sécurité statique, outre la probabilité d'avoir une surtension, nous définirons une probabilité de congestion. Ces deux grandeurs qu'on pourrait appeler probabilité de défaillance sont définies comme suit :

$$\text{probabilité de défaillance} = \frac{\text{Nombre de situations ayant conduit à une défaillance}}{\text{Nombre de situations simulées}}$$

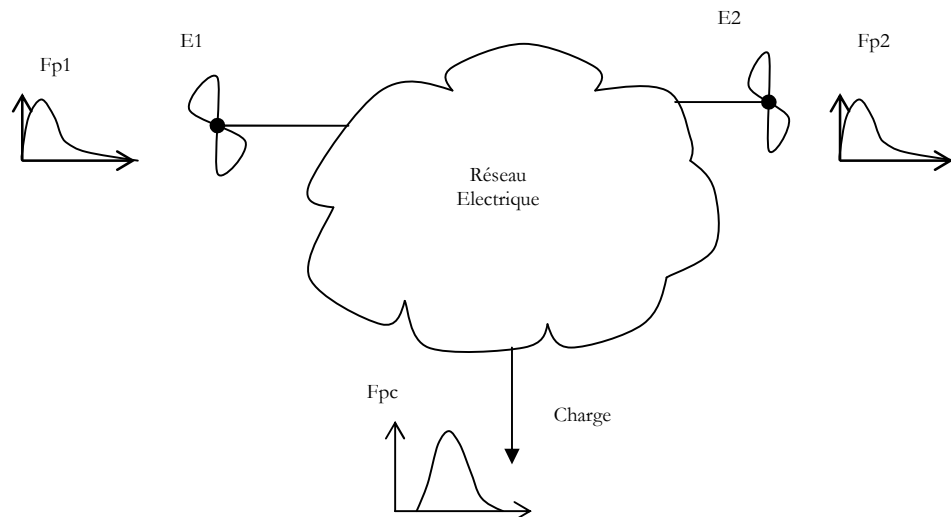


Figure 4.5 Principe de la méthodologie probabiliste

CHAPITRE 4

Pour détailler les différentes étapes de la méthodologie nous parlerons plus particulièrement d'une étude de sécurité statique (réalisée à l'aide d'un OPF) sachant que la méthode est identique pour une étude de sécurité dynamique.

- a. La première étape est la définition de critères pour caractériser l'impact du parc de production d'EnR. Par exemple : la probabilité d'avoir une ligne en surcharge doit être inférieure à 0,5% sur toute la période de l'étude. Ce critère important dépend du type de réseau étudié, de ses performances en fonctionnement normal et du risque que le gestionnaire de réseau accepte de prendre pour permettre le raccordement d'énergie renouvelable à son système. La détermination des critères probabilistes quantifiant l'impact des EnR doit donc se faire après études du système sans EnR supplémentaires et concertations avec le gestionnaire du réseau. De plus ces critères doivent rester en concordance avec ceux existants déjà dans les différents référentiels techniques.
- b. La seconde étape est la détermination des paramètres d'entrée ; à savoir les lois de probabilité. A partir des hypothèses de placement géographique des moyens de production d'EnR, des données météorologiques (vitesses de vent et ensoleillement) sont récoltées et les lois de probabilité de la production EnR sont calculées suivant les procédures présentées au chapitre 3. Pour ce qui est de la production conventionnelle, les données de disponibilité permettant de déterminer les lois de probabilités doivent être récoltées auprès des exploitants du réseau. Les historiques de consommation, transformées en histogrammes, permettront moyennant un taux d'accroissement d'obtenir des histogrammes pour les périodes d'études.
- c. La génération des situations de réseau, suivant les lois de probabilité et les corrélations précédemment définies, puis la simulation de ces situations constituent la troisième étape de la méthodologie. Dans les cas pratiques étudiés, nous avons utilisé pour cette étape l'outil ASSESS qui sera présenté au chapitre 5.
- d. Les résultats des simulations, qui se présentent sous formes de jeux de valeurs pour chaque paramètre du réseau (tensions aux nœuds, transits dans les lignes...) sont analysés avec des méthodes statistiques. Les situations de réseau ayant engendré des défauts sont répertoriées et classées. La probabilité d'avoir une défaillance est calculée.

Cette méthodologie sera à quelques modifications près la même pour l'analyse de toutes les contraintes liées à la sécurité statique (capacités thermiques de lignes et plan de tension) et à la stabilité du système.

4.3.1.3.3 Analyse de sécurité statique

Le principe des études statiques, que ce soit une analyse de transit (comme exposé au paragraphe précédent) ou une analyse de plan de tension, est le même ; le plus important étant de bien identifier ou de bien définir les critères probabilistes caractérisant l'impact du parc d'EnR dont on simule l'insertion. Les critères qui seront pris en compte au cours de nos études sont :

CHAPITRE 4

- pour l'analyse du transit : la probabilité d'avoir une ligne en surcharge durant la période de l'étude.
- pour l'analyse du plan de tension : la probabilité d'avoir une surtension ou une sous-tension due à la production renouvelable.

Pour le reste les étapes sont identiques à celle présentées au paragraphe précédent.

4.3.1.3.4 Analyse de sécurité dynamique

Les études dynamiques consistent à simuler le comportement du réseau après une perturbation (perte d'un groupe, d'une ligne, court-circuit...). Outre le modèle probabiliste du système électrique, ce type d'étude nécessite de connaître avec précision les caractéristiques électriques de chaque unité de production d'EnR ainsi que de tous les autres moyens de production afin de modéliser au mieux leur comportement dynamique face aux défauts simulés.

Le principe de l'analyse probabiliste de sécurité dynamique d'un système électrique consiste à simuler un défaut sur un nombre important de points de fonctionnement du réseau (point horaires sur une année par exemple). Ces derniers ayant été au préalable testés par le biais d'une analyse de sécurité statique. L'analyse de sécurité dynamique en vue de déterminer un taux de pénétration maximal est donc la suite logique d'une analyse statique qui aura permis de trouver une première valeur limite du taux de pénétration. Elle nécessite en entrée l'ensemble des points de fonctionnement « sûrs » selon les critères statiques (transits et plan de tension).

Plus précisément, la détermination de l'impact d'un parc d'EnR sur la dynamique d'un réseau consistera en la détermination du risque de défaillance du réseau suite à un défaut. En d'autres termes, le défaut n'est pas simulé uniquement pour quelques plans de production donnés mais pour tous les plans de production possibles du système sur la période d'étude.

La méthodologie s'articule autour de trois grands axes :

- Caractérisation du (des) défaut(s) à simuler : s'il s'agit d'un court-circuit, il faudra déterminer le point d'application, son intensité, sa durée... La perte du plus gros groupe est un incident dimensionnant souvent simulé.
- Par rapport à chaque défaut, les contraintes fixées par le gestionnaire de réseaux sont identifiées. Les critères probabilistes sont ensuite définis. Si l'objectif est par exemple de déterminer la probabilité de défaillance du réseau après la perte du plus gros groupe. La contrainte est alors le niveau de délestage qui doit rester inférieur à x pourcent de la demande. La probabilité de défaillance correspond alors à la probabilité d'avoir un délestage supérieur à la valeur plafond.
- Après ces deux premières étapes, la démarche est la même que celle décrite au paragraphe 4.3.1.3.3 à la différence que l'impact d'un parc de production est jugé sur plusieurs critères liés à chaque défaut simulé. Le critère le plus contraignant conduira à la limitation de l'insertion des EnR dans le système étudié.

4.3.1.4 Calcul du taux de pénétration maximal

La détermination du taux de pénétration maximal est une application très importante des études impact d'EnR sur les systèmes. Il est dans l'intérêt de tous les gestionnaires de réseaux de savoir par avance jusqu'à quel point ils pourront accepter le raccordement des EnR à leurs réseaux compte tenu des caractéristiques de ces derniers. Il existe plusieurs définitions du taux de pénétration dans la littérature. Les deux définitions les plus rencontrées sont celles du taux de pénétration en puissance et en énergie.

En termes d'énergie, le taux de pénétration est le rapport entre l'énergie renouvelable totale produite annuellement et la consommation électrique totale.

En termes de puissance, c'est le ratio entre la puissance EnR installée et la demande maximale. Il s'exprime en pourcentage de la charge maximale (% demande de pointe).

On rencontre aussi le concept de taux instantané de pénétration qui sert à quantifier la participation effective du parc d'EnR à l'instant t de la consommation. Il est calculé comme le rapport à l'instant t entre la puissance EnR fournie à cet instant et la charge. Sur une période donnée, il est possible d'identifier un taux maximum qui n'est pas forcément trouvé à la pointe ni à la demande minimale.

La définition adoptée est celle relative au taux de pénétration en puissance. L'étude du taux de pénétration a pour but de déterminer la limite quantitative admissible d'EnR dans le système électrique ; en d'autres termes, le taux de pénétration maximal. Elle consiste à effectuer des analyses de sécurité du système avec EnR et à comparer les performances de celui-ci aux contraintes techniques d'exploitation des réseaux (grid codes) ou aux critères probabilistes prédéfinis.

Qu'elle soit déterministe ou probabiliste, l'étude du taux de pénétration sera basée sur l'algorithme de la Figure 4.6.

- La première étape consiste à définir des hypothèses de développement de la production EnR surtout en termes de position géographique. La modélisation probabiliste de la production EnR dépend en grande partie de ces hypothèses.
- La deuxième étape est l'étude d'adéquation en réserve qui donne une première limite de la puissance maximale installée d'EnR sans avoir encore pris en compte le réseau. Les autres contraintes analysées (sécurité statique et dynamique) nécessitent la prise en compte du réseau.
- Cette valeur limite est ensuite utilisée pour l'analyse de sécurité statique qui consiste à simuler le système en déterministe ou en probabiliste, à analyser les résultats par rapport aux critères de défaillance. Si les critères ne sont pas respectés, la puissance EnR installée est réduite et les analyses de sécurité sont reprises jusqu'à ce qu'à ce que ces critères soient tous respectés.
- La puissance installée obtenue à l'étape précédente est utilisée pour les analyses de sécurité dynamique. Ces analyses sont effectuées sur le même principe que les analyses statiques ; seuls les critères changent.

- Le taux de pénétration est alors égal au ratio de la puissance EnR obtenue à la fin de l'algorithme par la demande de pointe.

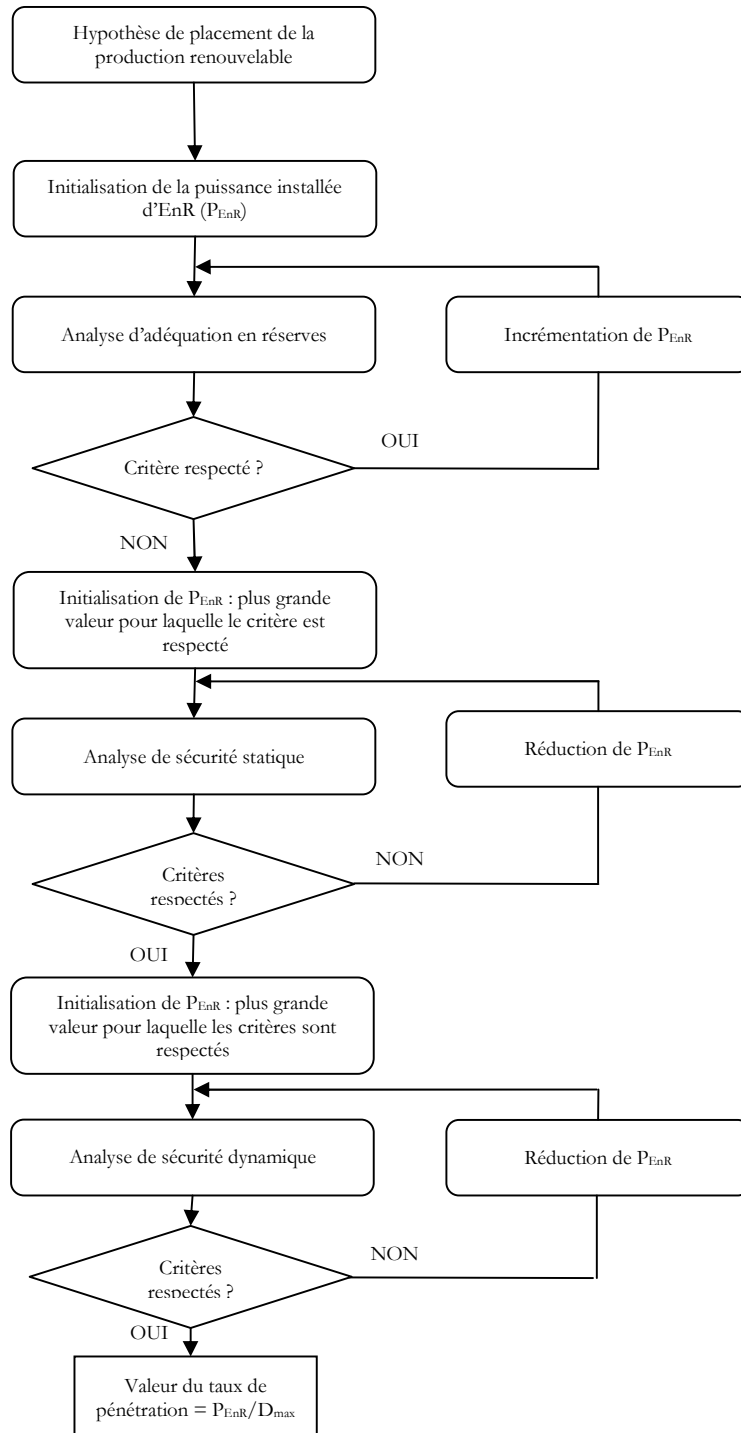


Figure 4.6 Processus de calcul du taux de pénétration des EnR

4.3.1.5 Conclusion

Par le biais de l'étude du taux de pénétration d'un parc d'EnR dans un réseau, on analyse tous les impacts globaux des EnR sur ce réseau. L'adéquation en production et en transport est analysée par l'étude statique, l'analyse de sécurité dynamique permet de caractériser l'impact sur la stabilité du réseau, le niveau de réserve est aussi analysé. De plus l'influence du parc sur le dispatching peut être mesurée vu que la modélisation probabiliste permet de simuler un grand nombre de plans de production. Comparée à la méthode déterministe dont le résultat se résume à une valeur de taux de pénétration ou à un jugement booléen de l'impact d'un parc d'EnR, la méthode probabiliste apporte une réponse plus étoffée à la question. L'impact des EnR est jugé par une probabilité de défaillance, Toutes les situations sont simulées, y compris les défaillances qui peuvent donc être caractérisées. Cette caractérisation permet d'établir des règles d'exploitation pour faire face ou mieux, éviter les situations défaillantes.

4.3.2 Etudes de raccordement

Ces études permettent d'évaluer l'impact d'une unité de production d'EnR sur son environnement immédiat : tension au point de connexion, transit dans les lignes proches. On peut réaliser des études statiques ou dynamiques. Les études de raccordement nécessitent une modélisation probabiliste de la production EnR avec un degré de précision plus élevé en tenant compte de tous les états de fonctionnement des différents éléments (turbines ou panneaux) et de leur disponibilité.

Il convient de faire la différence entre une étude de raccordement en réseau de distribution et une étude de raccordement en réseau de transport. Une unité de production raccordée en transport aura plus d'impacts globaux que locaux. Ceci est dû au maillage du réseau de transport qui favorise la propagation des effets. Une étude de raccordement en transport s'apparente donc à l'étude d'insertion d'un parc d'EnR constitué d'une seule centrale.

La suite de cette partie consistera en la présentation des méthodes probabilistes dédiées aux études de raccordement d'unités de production d'EnR en réseau de distribution. Notons que *grosso modo* le principe reste le même que celui décrit pour les études d'insertion. La présentation de méthodes probabilistes sera précédée d'une description brève de la méthode déterministe actuellement utilisée par les gestionnaires de réseau.

4.3.2.1 Méthode déterministe

C'est la méthode la plus utilisée à l'heure actuelle pour déterminer l'impact du raccordement d'une nouvelle femme éolienne ou d'une centrale PV sur un réseau de distribution. Le fonctionnement du système contenant la nouvelle unité est simulé pour les quatre situations contraignantes classiques :

- « $P_{EnR,max} / D_{min}$ » : La nouvelle unité produit sa puissance maximale simultanément avec la demande minimale.
- « $P_{EnR,max} / D_{max}$ » : La nouvelle unité produit sa puissance maximale simultanément avec la demande maximale.

CHAPITRE 4

- « $P_{EnR,min} / D_{min}$ » : La nouvelle unité produit sa puissance minimale (généralement égale à zéro) simultanément avec la demande minimale.
- et « $P_{EnR,min} / D_{max}$ » : La nouvelle unité produit sa puissance minimale (généralement égale à zéro) simultanément avec la demande maximale.

Si une des situations conduit au non respect d'une des contraintes spécifiées dans le référentiel technique, l'unité de production se voit refuser l'autorisation de raccordement par le gestionnaire de réseau.

4.3.2.2 Méthodologie probabiliste pour une étude statique

Les études statiques permettent de déterminer l'impact de la ferme sur le système à l'état stable. Une fois la caractérisation probabiliste du système (production, charge...) obtenue, il faut identifier les ouvrages (lignes, nœuds...), les paramètres à observer (transit, tensions...) et les contraintes qui y sont liées en consultant les référentiels techniques des gestionnaires de réseau.

Du fait de la structure radiale des réseaux de distribution, le raccordement d'une unité de production d'EnR aura un impact géographiquement limité au poste source sur lequel elle est raccordée. Les critères probabilistes de défaillance seront plus liés aux aspects de sécurité statique (tension au point de raccordement, transits dans les départs...).

La méthodologie d'une étude de raccordement est équivalente à celle présentée au paragraphe précédemment avec quatre grandes étapes :

- a. définition des critères probabiliste ;
- b. caractérisation de lois ;
- c. génération des situations de réseau ;
- d. simulation et analyse statistique des résultats.

4.3.2.3 Méthodologie probabiliste pour une étude dynamique

Comme pour le cas d'une étude dynamique d'insertion, le comportement du réseau après une perturbation est simulé sur plusieurs points de fonctionnement avec un zoom sur ce qui se passe dans l'environnement immédiat de la centrale à connecter. Les principaux aspects analysés lors de ces études sont :

- l'apport de courant de court-circuit de la nouvelle unité,
- l'influence sur le plan de protection,
- le flicker,
- les harmoniques

En l'état actuel, les réseaux de distribution français ne comportent pas ou très peu de machines tournantes produisant l'électricité. La production provient en grande majorité des niveaux de tension plus élevés. Les études de stabilité dynamique (comportement après perte du plus gros groupe ou d'une ligne par exemple) sont donc assez limitées et ne seront pas traitées.

4.3.2.4 Conclusions

A l'issue de cette étude l'impact (en statique et en dynamique), la nouvelle unité de production est caractérisée par des critères du type probabilité de défaillance. En

fonction du risque que le gestionnaire accepte de prendre, une unité de production qui aurait été refusée à l'issue d'une étude déterministe pourrait être acceptée après une analyse probabiliste. De plus l'analyse de tous les points de fonctionnement permet au gestionnaire de réseau de prédéfinir des règles d'exploitation afin d'éviter les situations à risque.

4.4 Comparaison méthodes déterministes et probabilistes

Rappelons ici le but principal du travail qui est de donner une contribution à l'évaluation de l'apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion ou de raccordement des énergies renouvelables dans les systèmes électriques. Les paragraphes 4.2 et 4.3 ont présenté les méthodes actuellement pratiquées pour ces études et les méthodes probabilistes.

L'évaluation de l'apport de l'approche probabiliste passe par la comparaison des deux approches méthodologiques. Cette comparaison est basée sur plusieurs critères :

- *Les données d'entrée* : les études déterministes ne nécessitent que de quelques points de fonctionnement du système à étudier et ne demandent pas de traitement particulier des ces données. Les études probabilistes quant à elles nécessitent une caractérisation probabiliste du système. Pour cela il y a besoin d'une multitude de données relatives aux variations des paramètres du système (historiques de consommation, de production EnR, indisponibilité des groupes des lignes ...) aux dépendances entre variables.
- *Mise en œuvre* : pour une étude déterministe, elle consiste à simuler quelques points de fonctionnement ; alors que pour une étude probabiliste, il s'agit de simuler une multitude de points de fonctionnement reflétant tous les états du système. Les temps de calcul sont donc beaucoup plus longs pour les études probabilistes.
- *Types de résultats obtenus* : les études déterministes permettent en général de tirer un résultat de type booléen (défaut ou pas de défaut) tandis que les études probabilistes apportent des résultats en termes de risque de défaillance.
- *Pertinence des résultats* : A l'issue d'une étude déterministe on ne peut tirer des informations sur le comportement du système que pour quelques points de fonctionnement alors que l'approche probabiliste permet d'analyser le comportement du système sur la majorité des états par lesquels il passe et éventuellement de desceller des contraintes lors des situations de fonctionnement autres que ceux identifiés pour les études déterministes.

4.5 Conclusion

L'état de l'art de l'analyse des systèmes électriques montre que, très tôt est apparu le souci de prendre en compte les aléas du système. A EDF, une approche que nous avons qualifiée de « partiellement probabiliste » à été mise en œuvre au travers de l'outil

CHAPITRE 4

MEXICO, pour les études de planification et de gestion prévisionnelle du parc de production. L'arrivée des énergies renouvelables et leur aspect fortement variable va accentuer la nécessité de développer des approches résolument probabilistes dans les études de réseau. Ces approches vont d'abord se développer en utilisant des méthodes mathématiques (*load flow probabiliste*) puis numériques (simulations de Monte Carlo). Dans la pratique des études de raccordement des énergies renouvelables aux systèmes électriques français, l'aspect probabiliste n'est pas encore intégré. Dans la continuité du développement des méthodes probabilistes, nous avons proposé une méthodologie, pour les études d'insertion d'un parc d'EnR dans un système électrique et pour les études de raccordement d'une unité de production à un réseau de distribution. L'approche proposée, basée sur un OPF probabiliste, s'est voulue simple en vue d'une application directe aux cas pratiques.

CHAPITRE 4

5 Méthodes probabilistes : applications et apports

*D'une analyse du type « défaillance/pas défaillance » à une analyse
du type « probabilité de défaillance »*

Ce chapitre est dédié à l'application des méthodes probabilistes présentées au chapitre précédent. Ces méthodes seront appliquées à deux cas d'études couramment rencontrés :

- l'étude de raccordement d'une ferme éolienne à un départ d'un réseau de distribution de type rural,
- l'étude de l'impact d'un parc d'éolien et de fermes photovoltaïques sur un système électrique comparable à un système insulaire. Elle consistera au calcul du taux de pénétration d'un parc d'énergies renouvelables dans le système et à analyser l'impact de ce parc sur notamment le dispatching de la production conventionnelle et sur l'allocation de la réserve.

L'approche probabiliste pour l'étude du taux de pénétration maximal d'un parc d'éolien et de photovoltaïque a été appliquée, dans le cadre de la collaboration avec EDF, au cas pratique d'un réseau insulaire français. Quelques résultats de cette étude sont publiés dans (Bayem, et al., 2009).

Pour les deux cas d'études précédemment cités, l'application des méthodes se limitera aux études statiques. Comme nous l'avons vu au chapitre 4, le principe général de la méthode est le même pour les études dynamiques qui sont une suite de ce travail.

5.1 Présentation des outils

5.1.1 ASSESS

ASSESS est une plateforme de calculs probabilistes développée conjointement par les gestionnaires de réseaux Français et Britanniques (RTE et NG). Elle permet d'effectuer

des traitements statistiques sur des données concernant le fonctionnement et la sécurité des systèmes électriques.

Cette plateforme permet de représenter complètement le modèle probabiliste d'un système électrique, c'est-à-dire : de décrire chaque paramètre d'entrée du système par une loi de probabilité caractérisant ses variations. Ces lois peuvent être renseignées sous forme paramétrée (gaussiennes, exponentielles, weibull...) quand c'est possible ou sous forme discrétisée (histogrammes).

La plate forme ASSESS est combinée à plusieurs outils de simulation du fonctionnement des systèmes électriques tels que :

- TROPIC et METRIX pour le calcul optimisé de la répartition de puissance (OPF),
- EUROSTAG pour la simulation du fonctionnement dynamique du système,
- ASTRE pour les analyses de sécurité des systèmes.

L'objectif de l'outil ASSESS est illustré par la Figure 5.1. A partir des lois de probabilité, plusieurs situations de réseaux sont construites par tirages de Monte Carlo. Ces situations sont simulées (à l'aide de l'un ou de plusieurs logiciels précédemment cités) et classées suivant si une défaillance a été enregistrée ou pas. Le critère probabiliste du taux de défaillance peut ainsi être calculé. Les situations calculées peuvent être analysées pour déterminer les causes explicatives des situations défaillantes.

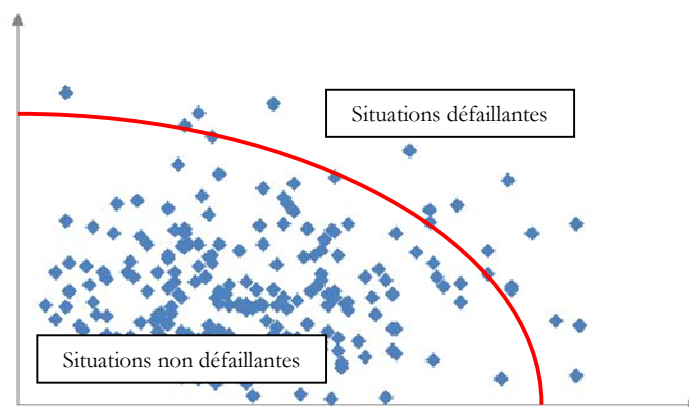


Figure 5.1 : Principe des études ASSESS

5.1.2 TROPIC

Pour les études du comportement statique du système électrique, le code de calcul utilisé est l'OPF (Optimized Power Flow) TROPIC qui permet d'optimiser le placement de la production sous contraintes de réseau (transit, plan de tension, N-1) ; les calculs réseau sont effectués en actif et en réactif.

Pour converger, le code TROPIC peut être amené à résoudre des contraintes (transit ou plan de tension) par du délestage d'actif et/ou par de la compensation

de réactif (ajouts de MVar). Ainsi dans les fichiers résultats, une violation de limite de tension en un nœud sera caractérisée par un ajout de MVar en ce nœud. Le délestage d'actif indiquera la présence de congestions.

5.1.3 EUROSTAG

EUROSTAG est un outil, développé conjointement par TRACTEBEL et EDF, qui permet, quelque soit la taille du système, de simuler son comportement en statique et en dynamique. En statique il permet de calculer la répartition de puissance et le plan de tension. En dynamique, quelque soit la nature des perturbations (à l'exception des transitoires électromagnétiques), il permet de visualiser le comportement du réseau.

5.2 Etude de raccordement

5.2.1 Objectif de l'étude

Le cas d'étude choisi ici est le raccordement d'une ferme éolienne sur un départ d'un réseau de distribution de type rural. L'objectif est de déterminer la puissance maximale de la ferme pouvant être raccordée sans dégrader le fonctionnement du système. L'impact de cette ferme sur les transits et sur le plan de tension de ce réseau sera analysé et évalué avec la méthode déterministe puis avec la méthode probabiliste et les résultats seront comparés. Le réseau étudié est supposé ne comporter aucune autre unité de production.

5.2.2 Le système

Le système étudié est une portion d'un réseau réel de distribution de type rural constituée d'un poste source de 6 départs (Figure 5.2). Ce réseau est composé de 72 nœuds. Le niveau de tension est 20 kV. Les consommations maximale et minimale sont respectivement de 12,3 MW et 3 MW.

Le système simulé est composé de la portion de réseau précédemment décrite à laquelle est raccordée une ferme éolienne. Cette dernière est raccordée au **nœud F14**. Le transit sur la ligne D14 – F14 sera donc particulièrement observé car elle est susceptible d'être le siège de flux inversés de puissance. La tension au nœud de raccordement (F14) sera aussi observée.

Chaque départ est constitué de lignes ayant la même capacité de transit. Ces capacités sont résumées dans le Tableau 5.1.

Tableau 5.1 Capacités d'accueil des départs

Nom du départ	Capacité de transit des lignes (MW)
Départ 02	1
Départ 14	2,6
Départ 12	4,3
Départ 08	13
Départ 15	13
Départ 10	13

CHAPITRE 5

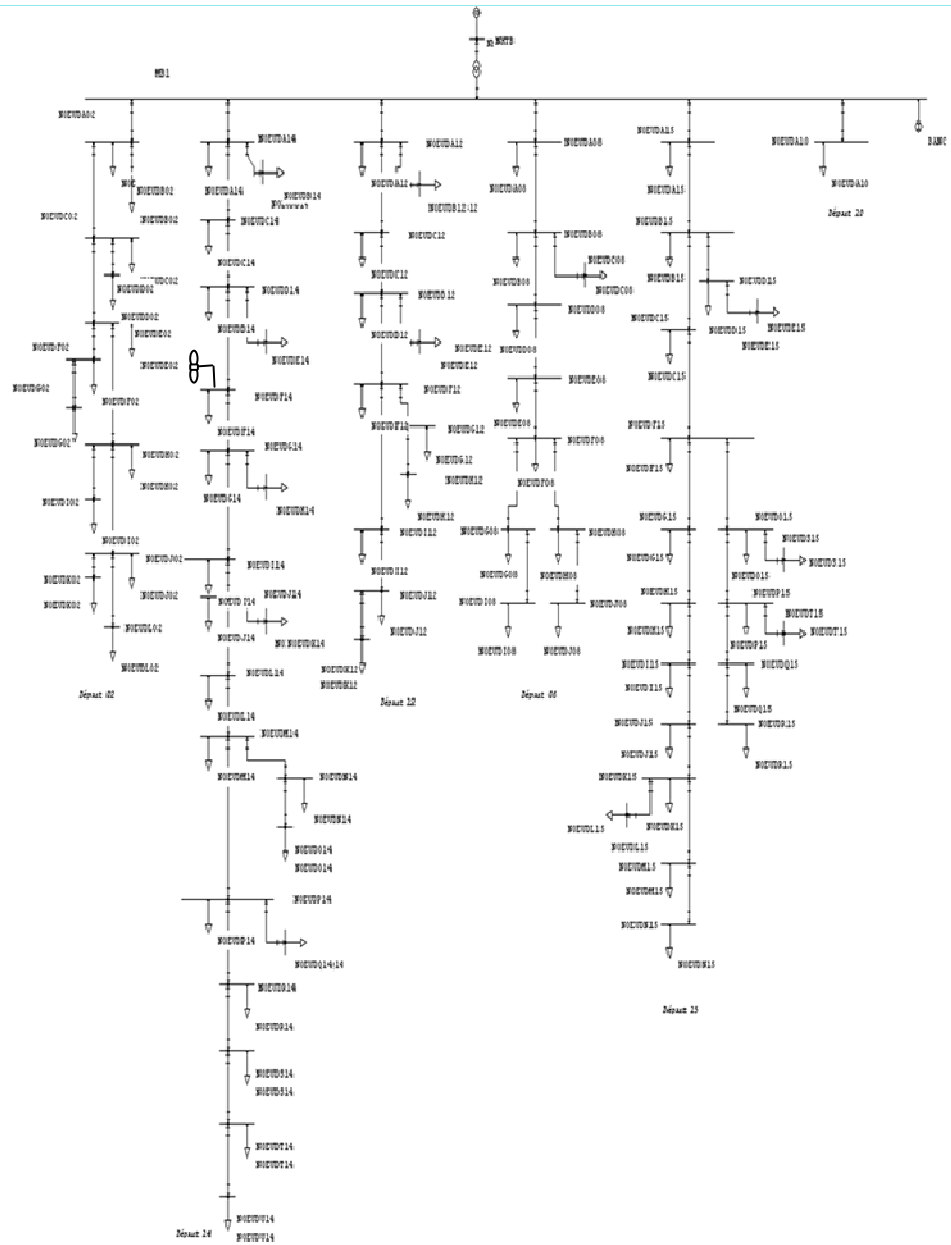


Figure 5.2 : Réseau de distribution

5.2.3 Approche déterministe

La méthode déterministe va consister à tester la sécurité statique du système dans les deux situations spécifiques (*charge minimale/puissance éolienne maximale* et *charge maximale/puissance éolienne maximale*).

La puissance éolienne minimale de la ferme étant supposée nulle, les situations correspondant à ce cas ne seront pas calculées car il s'agit des situations pour lesquelles le système est dimensionné. Les deux situations spécifiques citées précédemment (puissance éolienne maximale) ont été testées en incrémentant la puissance de la ferme éolienne raccordée. Pour ces calculs de répartition de puissance (*load flow*) ; les phénomènes observés sont le transit de puissance et le plan de tension en statique. La ferme est dite non raccordable dès que la simulation de l'une des deux situations spécifiques conduit à une défaillance, c'est-à-dire à une violation des limites de transit (transit maximal de chaque ligne) ou de tension ($\pm 5\%$ de 20 kV sur chaque nœud) – la violation de la limite de tension est indiquée (sous TROPIC) par la compensation de réactif au nœud concerné.

Le comportement du système hors puissance éolienne est le suivant :

- A charge maximale, la tension au nœud F14 est de 20,47 kV, la tension maximale sur le système est de 20,96 kV, le transit sur la ligne D14 – F14 est 0,02 pu.
- A charge minimale, la tension au nœud F14 est de 20,87 kV, la tension maximale sur le système est de 20,99 kV, le transit sur la ligne D14 – F14 est 0,12 pu, la tension est globalement plus élevée que dans le cas de la charge maximale.

Le comportement du système avec ferme éolienne a été étudié pour différentes valeurs de puissance éolienne installée, à charge maximale et minimale. Les résultats sont résumés dans le Tableau 5.2.

Tableau 5.2 Résultats généraux de l'étude déterministe

P_{ferme} (MW)	Cas de charge	état transit	plan de tension	transit D14-F14 (pu)	tension F14 (kV)
2,5	min	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,86	20,94
	max	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,55	20,94
2,8	min	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,97	20,93
	max	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,66	20,93
3	min	défaillance	défaillance	- 1,06	21,95
	max	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,85	20,93

CHAPITRE 5

Tableau 5.2 Résultats généraux de l'étude déterministe (suite)

P_{ferme} (MW)	Cas de charge	état transit	plan de tension	transit D14-F14 (pu)	tension F14 (kV)
3,3	min	défaillance	défaillance	- 1,1	21,97
	max	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,85	20,92
3,5	min	défaillance	défaillance	- 1,18	21,97
	max	pas de défaillance	pas de défaillance	- 0,92	20,91
4	min	défaillance	défaillance	- 1,36	21,96
	max	défaillance	défaillance	- 1,05	21,96

L'analyse de ce tableau de résultats permet de conclure que la puissance nominale de la ferme éolienne raccordée au nœud F14 ne doit pas excéder 2,8 MW pour que le système continue de fonctionner sans violation de limites. La situation la plus contraignante (dans le sens qui entraîne la première des contraintes) est celle correspondant à '*charge minimale/puissance éolienne maximale*'. Plus le différentiel entre la production éolienne (2,8 ; 3 ; 3,3 MW...) et la consommation minimale (0,28 MW) en aval du point de raccordement est important, plus le flux de puissance induit en amont du point raccordement vers le poste source (sens contraire du sens traditionnel) s'accroît au point de dépasser (à partir de 3 MW d'éolien) la capacité de la ligne amont et donc causer des problèmes de transit. De plus, la tension étant tenue au poste source, ce flux en sens inverse du sens traditionnel entraîne une augmentation de tension au point de raccordement.

5.2.4 Approche probabiliste

Conformément à ce qui a déjà été écrit, l'approche probabiliste consistera à simuler le système sur une période donnée (un an pour le cas présent) et à évaluer le risque de défaillance. La défaillance étant définie pour cette étude comme la violation d'une limite de transit dans les lignes ou d'une limite de tension aux nœuds.

5.2.4.1 Modèle probabiliste du système

Les deux paramètres du système dont la variation est prise en compte sont la demande et la production éolienne.

5.2.4.1.1 La demande

La demande globale au niveau du poste source a été modélisée par une gaussienne de moyenne 7,65 MW, d'écart-type 1,5 MW, de valeur minimale 3 MW et de valeur maximale 12,3 MW.

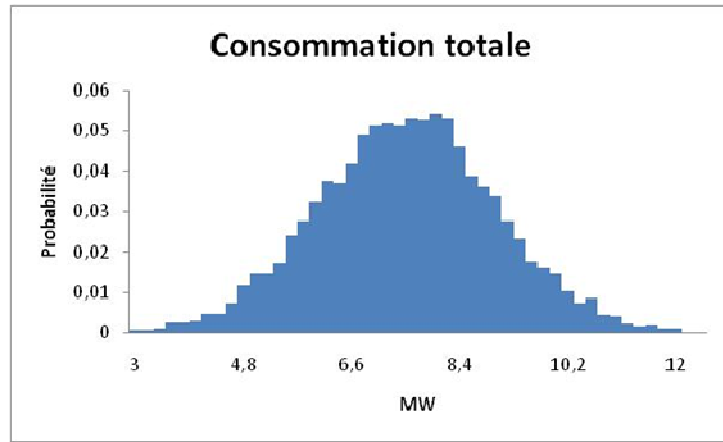


Figure 5.3 : Histogramme de la consommation totale du réseau

Cette demande globale doit être répartie entre les divers nœuds du réseau. Au niveau distribution, chaque nœud a des particularités propres aux usages (résidentiel, usines...) qui y sont raccordés ; une répartition au prorata d'une situation de référence n'est donc pas adéquate.

Dans notre cas d'étude la puissance totale a été répartie de la manière suivante :

$$D_{ij} = k_i \frac{D_{io}}{D_o} D_j \quad (5.1)$$

où :

- D_{ij} est le j^{me} tirage de la demande au nœud i ,
- D_j est le j^{me} tirage de la demande totale du poste source (tirage effectué selon la gaussienne de la demande totale),
- D_o est la demande totale de référence (cas de base),
- D_{io} est la demande de référence au nœud i ,
- k_i est un coefficient qui varie suivant une gaussienne de moyenne 1 et d'écart-type 0,25.

Cette répartition traduit en fait une corrélation partielle (coefficients de corrélation compris entre 0,5 et 0,8) entre les consommations des différents nœuds.

5.2.4.1.2 La production éolienne

Le modèle probabiliste de la production éolienne est obtenu suivant la méthode décrite au chapitre 3. Vu les ordres de grandeur en jeu (3 à 5 MW), la production éolienne a été considérée comme provenant d'une petite ferme de quelques turbines. Les effets de foisonnement sont donc inexistantes et la ferme a le même comportement probabiliste qu'une turbine éolienne (Figure 5.4).

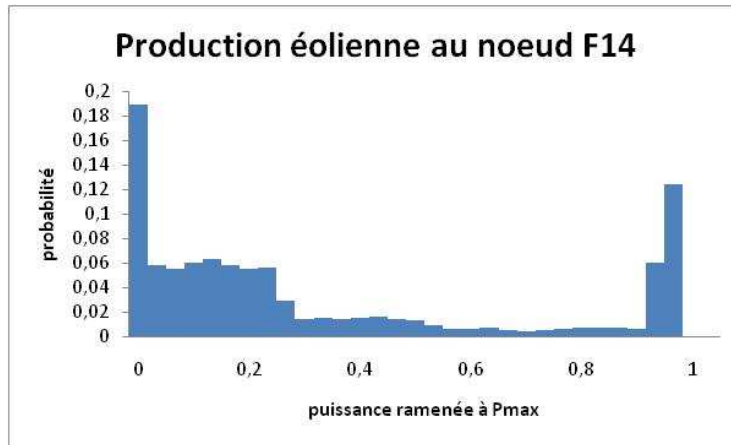


Figure 5.4 : histogramme de la production éolienne

5.2.4.2 Etude probabiliste de la capacité maximale de la ferme

A l'aide de l'outil ASSESS, un grand nombre de situations réseau – correspondant aux valeurs de consommation et de production éolienne, les autres paramètres du système étant invariants par ailleurs – sont tirées suivant les distributions de probabilité calculées précédemment. Ces situations sont ensuite simulées grâce au code de calcul TROPIC. Les taux de défaillance sont ensuite observés.

5.2.4.2.1 Nombre de tirages

Afin de déterminer le nombre de tiges nécessaires, le système a été simulé pour des d'échantillons de taille de plus en plus grande (500, 1000, 2000, 5000) les critères statistique globaux (en particulier le taux de défaillance) ont été observés. La taille à partir de laquelle l'échantillon est considéré comme représentatif de l'ensemble des points de fonctionnement du système est celle à partir de laquelle les critères statistiques globaux deviennent quasiment constants (variation relative $\Delta\tilde{P} < \varepsilon = 0,05$).

Pour le cas d'étude de raccordement présentée dans cette partie, la taille optimale de l'échantillon est de 2000.

5.2.4.2.2 Critères probabiliste

La défaillance est définie comme étant la violation des contraintes analysées. Il s'agit des contraintes de transit (transit maximal dans les lignes), et de tension ($\pm 5\%$ de 20kV sur chaque nœud).

A titre d'exemple, la norme NF EN 50160 peut être une référence pour fixer un critère probabiliste. En effet il y est spécifié que « Dans les conditions normales de fonctionnement, en dehors des situations faisant suite à des défauts, ou à des interruptions, pour chaque période d'une semaine, 95% des valeurs efficace de tension fournie moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10\%$ ».

Pour cette étude nous ne choisirons pas une valeur fixe du critère probabiliste quelque soit la contrainte (transit ou tension). Le but recherché est de mettre en évidence l'impact du choix de cette limite sur le résultat de l'étude.

CHAPITRE 5

5.2.4.2.3 Résultats

Pour chaque valeur de puissance éolienne installée, une analyse de sécurité statique du système est effectuée sur 2000 points de fonctionnement. Les taux de défaillance sont calculés pour chaque niveau de puissance de la ferme et une analyse de sensibilité du système au niveau de puissance éolienne installée est réalisée.

Le Tableau 5.3 montre qu'à partir de 3 MW, les situations de défaillance apparaissent et que le pourcentage de défaillances augmente par la suite très rapidement. Les violations de limites de tension sont uniquement des surtensions et surviennent surtout à puissance éolienne maximale et à charge minimale voire moyenne. Les limites de transit sont atteintes en amont du nœud de raccordement de la ferme (F14). Les violations de limites de transit sont enregistrées lorsque la différence entre la puissance éolienne et la charge aval est supérieure à la capacité de transit de la ligne directement en amont du nœud de raccordement (D14 – F14) ; ce qui entraîne des problèmes de tension au nœud F14.

Tableau 5.3 Résultats de l'analyse de sensibilité du système à la puissance de la ferme éolienne

P_eol_inst (MW)	% Pb de transit et tension	% Pb de tension uniquement	% de défaillances
2,5	0	0	0
2,8	0	0	0
3	0	0	0,1
3,3	0,3	5,4	5,7
3,5	5	9,5	14,5
4	19,7	1,3	21
Rq	P_eol - Charge-aval > capacité de transit amont	charge moyenne et peol_max	

5.2.4.2.4 Analyse comparative des deux méthodologies pour le cas P_eol = 3,3 MW

Du point de vu déterministe, en analysant les situations les « plus contraignantes », la conclusion immédiate est qu'une ferme de 3,3 MW altère la sécurité du système et par conséquent ne peut être raccordée. Cependant, une analyse du risque de défaillance du système en présence de cette ferme montre que sur une période de fonctionnement d'un an, le pourcentage de congestion est de 0,3%, le pourcentage de surtension est de 5,7%. Le raccordement de cette ferme au réseau peut donc être réalisé à la condition que le gestionnaire de réseau et le producteur mettent en place les dispositions adéquates (effacement, stockage, pilotage de charge...) pour gérer les situations à risque.

L'approche probabiliste permet non seulement de déterminer une probabilité de défaillance mais aussi d'analyser les situations défaillantes et ainsi de les anticiper en prenant les mesures adéquates. Cette tâche est plus aisée pour un réseau de distribution simple comme celui de notre étude car il n'y a que deux paramètres qui varient. Nous verrons par la suite pour les études d'intégration qu'une analyse approfondie peut s'avérer nécessaire.

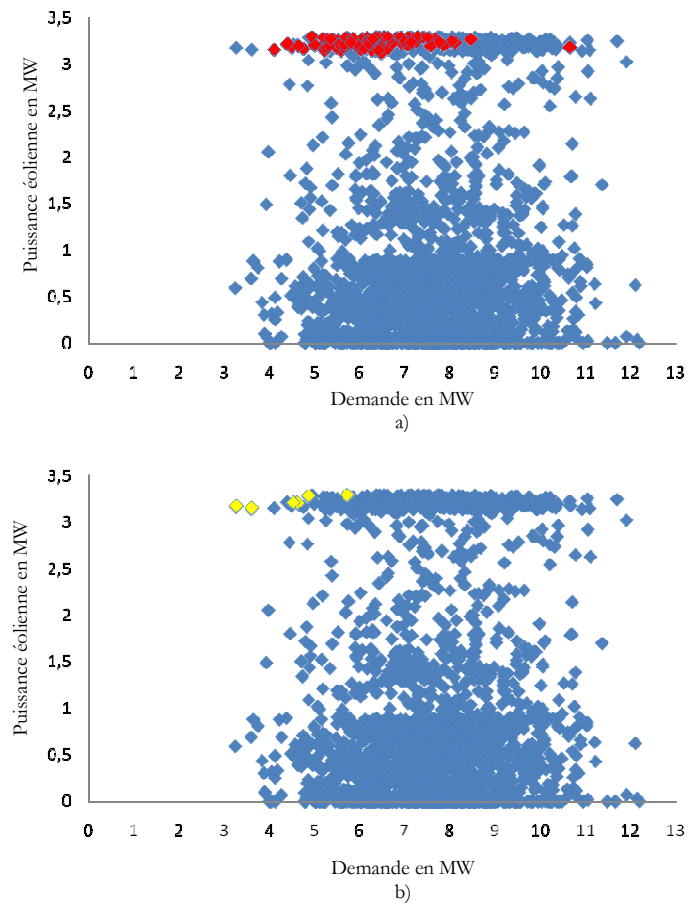


Figure 5.5 : Points de fonctionnement simulés

La Figure 5.5 représente pour les 2000 points de fonctionnement simulés, en a), les simulations ayant conduit à un problème de tension (points rouges), en b) les simulations ayant conduit à un problème de transit (points jaunes). Ces résultats confirment ceux obtenus avec l'approche déterministe, à savoir que : lorsque la production éolienne est au maximum et la charge au minimum, les surtensions et les congestions surviennent. On constate sur la figure que ces violations de contraintes peuvent aussi survenir pour des situations différentes mais proches de la situation déterministe de référence '*charge minimale/puissance éolienne maximale*'. Par exemple pour les contraintes de tension les situations ayant conduit à des défaillances sont caractérisés par une puissance éolienne entre 3,12 et 3,3 MW et une demande entre 3 et 8 MW. L'information supplémentaire qui peut être tirée de la figure est que sur une période de fonctionnement relativement longue, les situations « à risque de défaillances » sont suffisamment rares pour aboutir à un nombre de situations défaillantes pouvant être géré de façon acceptable par le gestionnaire et le producteur.

CHAPITRE 5

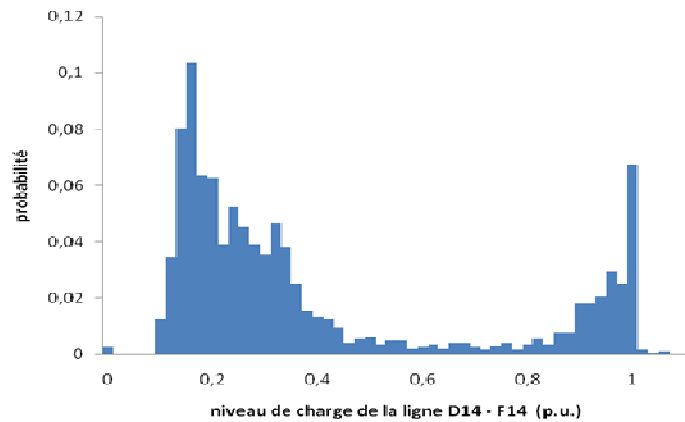


Figure 5.6 : histogramme du niveau de charge de la ligne D14 – F14

La Figure 5.6 représente l'histogramme du niveau de charge de la ligne D14 – F14 directement en amont du point de raccordement. Les barres de l'histogramme correspondant aux valeurs supérieures à 1 p.u. représentent le pourcentage de surcharge de la ligne. Il est de 0,3% et correspond à la probabilité de défaillance en termes de transit.

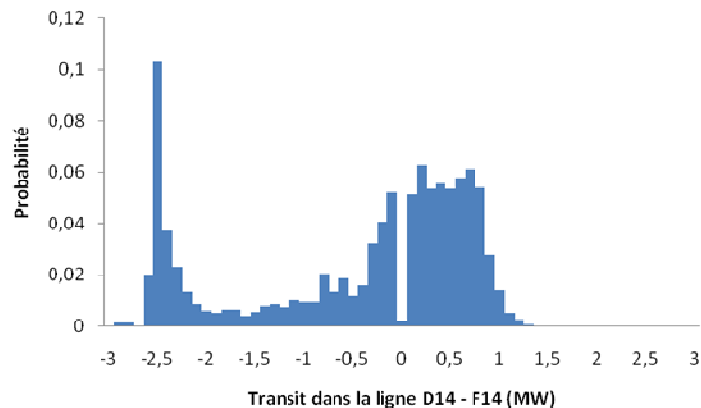


Figure 5.7 : histogramme du transit dans la ligne D14 – F14

La Figure 5.7 met en évidence l'inversion de flux due à l'injection de puissance éolienne au nœud F14. Rappelons que la capacité de transit maximal de cette ligne est de 2,5 MW ; on constate que la ligne est plus chargée quand le flux circule vers le poste source (sens inverse du sens traditionnel) et que toutes les situations de surcharges (0,3%) n'interviennent que dans ce cas de figure.

5.2.4.2.5 Comparaison des productibles annuels pour les cas $P_{eol} = 2,8$ MW et $P_{eol} = 3,3$ MW

L'énergie produite sur une année par une turbine ou une ferme éolienne peut se calculer,

- soit à partir de la densité de probabilité de la vitesse du vent sur le site et la caractéristique vent – puissance (Papathanassiou, et al., 2006). Elle s'exprime alors :

$$E_{eol} = 8760 \int P_{vp}(v) f_v(v) dv \quad (5.2)$$

où P_{vp} est l'expression analytique de la caractéristique vent-puissance et f_v est la fonction densité de probabilité de la vitesse du vent.

- soit à partir de la densité de probabilité de la puissance éolienne. Elle s'exprime alors comme suit :

$$E_{eol} = 8760 \int p f_p(p) dp \quad (5.3)$$

où f_p est la fonction densité de probabilité de la puissance éolienne.

Ayant déjà obtenu par calcul les distributions de probabilité de la production éolienne, nous utiliserons la forme discrétisée de la formule 5.3 qui est la suivante :

$$E_{eol} = 8760 \sum_{i=1}^{N_p} p_i f_p(p_i) \quad (5.4)$$

où $f_p(p_i)$ est la probabilité pour la valeur de la puissance éolienne soit comprise dans l'intervalle de discrétisation $[p_i - \varepsilon/2 ; p_i + \varepsilon/2]$.

Les études déterministe et probabilistes ont montré qu'une ferme de 2,8 MW pouvait être raccordé sans écrêtement de puissance alors qu'une ferme de 3,3 MW pouvait être raccordé avec la possibilité de voir sa production limitée à 2,8 MW 5,7 % du temps pour éviter les contraintes.

Le productible annuel de la ferme de 2,8 MW est calculable directement par la formule 5.4 et est de : 8,3 GWh.

Le productible de la ferme de 3,3 MW si elle n'était pas écrêtée est de : 9,8 GWh. Si sa production est limité à 2,8 MW 5,7 % du temps, cela équivaut à une perte de production de 0,5 MW pendant 500 heures soit une énergie non produite de 0,25 GWh. Le productible annuel de la ferme de 3,3 MW dans les conditions de fonctionnement résultant de l'étude probabiliste est alors de 9,55 GWh.

On constate que malgré la limitation de puissance le raccordement de la ferme de 3,3 MW permet de produire d'environ 1,25 GWh de plus que la ferme de 2,8 MW sur une année.

5.2.5 Conclusion

En appliquant la méthode déterministe pour évaluer la puissance maximale d'une ferme éolienne à raccorder au nœud F14 du réseau de distribution étudié, on abouti à un résultat de 2,8 MW. La méthode probabiliste moyennant des hypothèses conduit à un résultat plus nuancé. En effet en modélisant les variations de la ferme et de la demande sur une longue période on constate que les situations entraînant des défauts de fonctionnement du système sont relativement rares (0,1% pour une ferme de 3MW ; 5,7 % pour 3,3 MW). Ces défauts de fonctionnement peuvent être évités en écrêtant la production de la ferme.

Les résultats de l'étude probabiliste sont très dépendants de la modélisation probabiliste du système. Pour ce cas de figure il s'agit du modèle probabiliste de la production éolienne, du modèle probabiliste de la demande en chaque nœud et des corrélations entre les demandes en ces nœuds. En effet les situations de défaillance en tension sont caractérisées par une puissance éolienne entre 3,12 et 3,3 MW et une demande entre 3 et 8 MW ; or une modélisation probabiliste différente pourrait aboutir à plus ou moins de situations ayant cette caractéristique et donc à une augmentation ou une réduction de la probabilité de défaillance.

5.3 Etude d'intégration

5.3.1 Objectif de l'étude

Le but principal de ce type d'étude est de déterminer l'impact de l'intégration d'un parc d'éolien et de fermes photovoltaïques sur un système électrique. En fonction de cet impact, il sera déterminé un taux de pénétration maximum du mix éolien-photovoltaïque dans le système. L'impact sera d'abord quantifié avec une logique déterministe, c'est-à-dire en faisant une analyse du type « défaillance/pas défaillance » de quelques points de fonctionnement, il sera ensuite quantifié avec une logique probabiliste, c'est-à-dire en faisant une analyse du risque de défaillance. Les contraintes techniques qui définiront l'impact des EnR seront d'une part liées aux exigences en termes de réserve globale du système et d'autre part liées à la sécurité statique du système ; c'est-à-dire les limites de transit et de tension. L'étude de l'impact d'un mix éolien-photovoltaïque sera donc subdivisée en deux sous études : une étude d'adéquation en réserves et une analyse de sécurité statique.

5.3.2 Le système et hypothèses d'étude

Le système étudié est celui du tutorial de l'outil ASSESS. Il s'agit d'un système de type insulaire constitué d'un réseau de transport 90 kV et de moyens de production thermiques. Le système étant purement théorique, sans moyens de production hydrauliques, tous les traitements liés à l'hydraulicité (cf. paragraphe 3.4.2.1.3) ne seront pas présents dans ce cas d'étude.

Le réseau de transport maillé est constitué de 35 lignes et de 78 nœuds dont 28 nœuds au niveau de tension 90 kV. Ces nœuds peuvent être de production ou de consommation. Les caractéristiques détaillées de ces éléments sont données en annexe. Le système est séparé en deux zones A et B (Figure 5.8). La puissance installée hors EnR est de 355 MW pour une consommation maximale de 332 MW. La consommation minimale est de 76 MW

Le fonctionnement de ce système est régi par les mêmes règles d'exploitation que celles employées pour les réseaux insulaires français. Les règles d'exploitation qui seront observées sont celles ayant trait aux exigences de réserves et à la sécurité statique du système :

- La réserve globale du système est au minimum de 20 MW.
- Tous les groupes ont une puissance minimale de fonctionnement P_{min} . La réserve maximale d'un groupe est égale à $P_{max} - P_{min}$, où P_{max} est la puissance

CHAPITRE 5

maximale du groupe. A tout instant, la puissance disponible du système doit être égale à la demande plus 20 MW.

- Les contraintes de transit en $N - 1$ sont les mêmes qu'en N , c'est-à-dire qu'il n'y a pas de surcharge admissible.
- La tension en chaque nœud doit rester entre les limites réglementaires. Tous les groupes thermiques contribuent au réglage de tension (production et consommation de réactif).

Le système simulé est composé du réseau précédemment présenté et illustré à la Figure 5.8 auquel sont rajoutées des fermes éoliennes et des centrales photovoltaïques. Les éoliennes sont raccordées aux nœuds N2S41, N5S41 et N3S41. Les centrales photovoltaïques sont raccordées aux nœuds INTERS41 et N19S41. La puissance installée du parc d'EnR et les points de raccordement forment le scénario d'intégration. Il a également été pris pour hypothèse qu'il y aurait dans le système deux fois plus d'éolien que de PV.

Tableau 5.4 Scénario général d'intégration des EnR

Nœud de raccordement		Type d'énergie	Puissance installée (% de la puissance EnR totale)
Partie BT	Partie HT		
WINBSC1	N2S41	Eolien	26,67
WINBSC2	N5S41	Eolien	26,67
WINASC1	N3S41	Eolien	13,33
PHVBSC1	INTERS41	Photovoltaïque	16,67
PHVASC1	N19S41	Photovoltaïque	16,67

Les EnR raccordées à ce système sont supposées ne pas contribuer pas à la réserve. Elles n'ont, par hypothèse, pas de capacité ni de production ni d'absorption de réactif.

Le dispatching de la production est organisé de la façon suivante :

- Les EnR représentent de l'énergie fatale et sont par conséquent prioritaires dans l'empilement.
- Les autres moyens de production sont sélectionnés selon des critères économiques (coûts de démarrage et de fonctionnement).

CHAPITRE 5

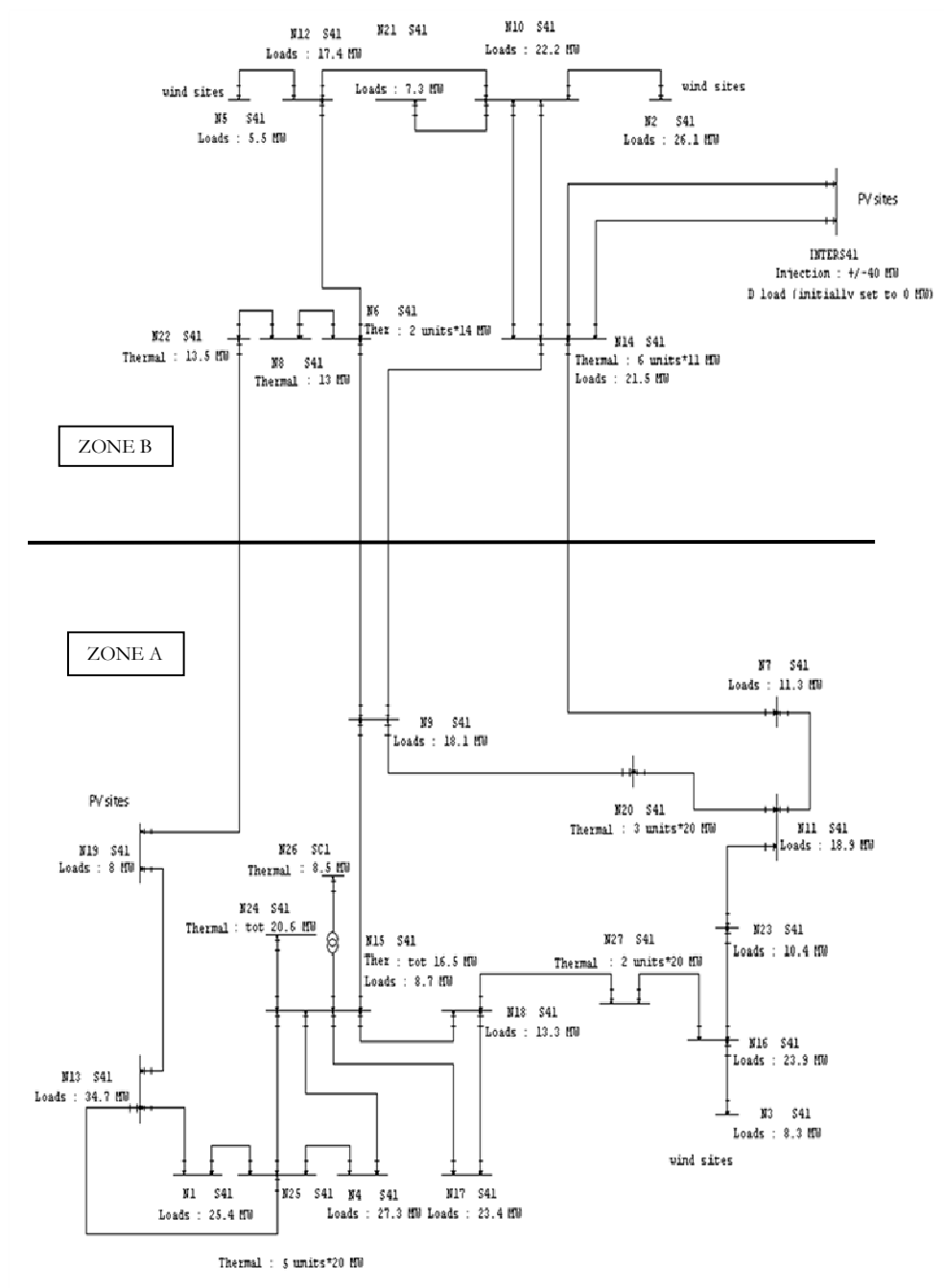


Figure 5.8 Système d'étude

5.3.3 Approche déterministe

5.3.3.1 Adéquation en réserve

Elle consiste à analyser la situation la plus contraignante en termes d'exigence d'un niveau minimal de réserve globale du système (cf. Chapitre 4). Cette situation correspond à la conjonction d'une production ENR maximale et d'une consommation minimale.

Pour le système étudié, sous les hypothèses suivantes :

- $Conso_{min} = 76 \text{ MW}$;
- Réserve = 20 MW, répartie sur 5 des plus gros groupes de 19,4 MW ayant un minimum technique de 7,2 MW ;
- La puissance thermique minimale du système est $P_{min,t} = 5 \times 7,2 = 36 \text{ MW}$;
- Pour vérifier $D_{min} - P_{EnR,max} \geq P_{min,t}$ il faut que $P_{EnR,max} \leq 40 \text{ MW}$.

L'approche déterministe conduit à **limiter à 40 MW** la puissance maximale des ENR pouvant être raccordées au système.

5.3.3.2 Analyse de sécurité statique

Pour chaque scénario d'intégration d'EnR, l'approche déterministe va consister à tester la sécurité statique du système dans les quatre situations spécifiques : *charge minimale/puissance EnR maximale*, *charge minimale/puissance EnR minimale*, *charge maximale/puissance EnR maximale*, *charge maximale/puissance EnR minimale*.

Dans un premier temps, le système a été testé hors EnR, ce qui équivaut à un fonctionnement à puissance EnR nulle. Aucune violation de contrainte n'a été enregistrée que ce soit à charge maximale ou minimale. Les tensions aux nœuds de raccordement des unités de production renouvelables sont données au Tableau 5.5.

Tableau 5.5 Tensions aux nœuds de raccordement hors EnR

Charge	N2S41	N5S41	N3S41	INTERS41	N19S41
Min	86,29	85,50	86,41	90,86	91,24
Max	91,65	92,20	91,32	92,42	93,75

Dans un deuxième temps, une analyse de sécurité de la situation *charge maximale/puissance EnR maximale* a été réalisée pour différents scénarios d'intégration des EnR.

Les résultats principaux sont les suivants :

- Le plan de tension reste correct jusqu'à une puissance EnR installée de 60 MW.
- Le transit en N reste correct jusqu'à une puissance EnR installée de 112,5 MW.

La violation d'une limite tension est matérialisée dans l'outil TROPIC par de la compensation de réactif au nœud concerné. En d'autres termes la compensation de

CHAPITRE 5

réactif est faite automatiquement, au cours de la simulation, pour ramener la tension à un nœud donné aux limites acceptables. Le Tableau 5.6 donne la liste des nœuds compensés et la quantité de Mvar rajoutés.

La situation *charge minimale/puissance EnR maximale* n'a pas été car au delà de 40 MW d'EnR, l'adéquation en réserve n'est pas respectée. L'outil de simulation TROPIC ne converge pas car il n'existe pas de dispatching assurant une réserve totale de 20 MW au système.

Tableau 5.6 Résultats généraux de l'analyse statique

Puissance EnR (MW)	Charge	Nœuds compensés-Mvar ajoutés
40	max	aucun
50	max	aucun
60	max	WINBSC1-0,73
70	max	WINBSC1-2,1 ; WINBSC2-4,27
75	max	N5S11-1,19 ; WINBSC1-2,94 ; WINBSC2-1,74
81	max	N5S11-1,81 ; WINBSC1-3,96 ; WINBSC2-2,37
90	max	N5S11-3,73 ; WINBSC1-6,18 ; WINBSC2-3,40
112,5	max	N2S11-3,44 ; N23S11-0,6 ; N3S11-0,69 ; N5S11-9,98 ; PHVASC1-1,35 ; PHVBSC1-3,59 ; WINASC1-2,80 ; WINBSC1-11,67 ; WINBSC2-6,64
150	max	N1S11-1,09 ; N12S11-1,20 ; N13S11-2,42 ; N16S11-4,28 ; N18S11-0,29 ; N2S11-7,88 ; N23S11-0,35 ; N3S11-2,24 ; N3S41-3,06 ; N5S11-15,75 ; N5S41-4 ; PHVASC1-5,96 ; WINASC1-4,93 ; WINBSC1-16,16 ; WINBSC2-11,37

Dans le Tableau 5.6, en gras sont données les compensations effectuées aux points de raccordement des EnR. Pour une puissance EnR installée de 60 MW, on a une compensation de 0,73 Mvars sur un site éolien ; ce qui veut dire que tout le reste du système n'est pas affecté ; cela peut être considéré comme de la production de réactif de la ferme. A partir de 60 MW d'EnR, le nœud WINBSC1 est toujours compensé : c'est le nœud le plus contraint en tension ; la Figure 5.9 montre l'évolution de la compensation à ce nœud en fonction de la puissance EnR installée.

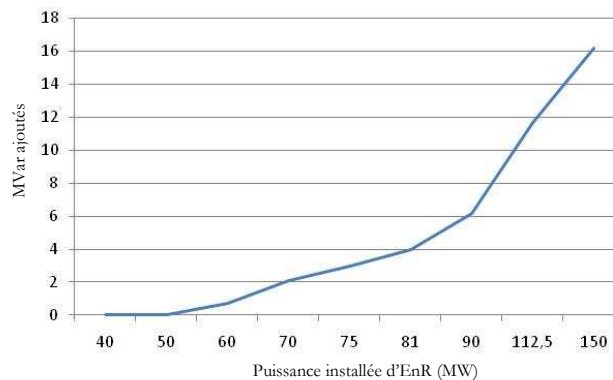


Figure 5.9 Compensation de réactif au nœud WINBSC1 en fonction de la taille du parc d'EnR

CHAPITRE 5

L'analyse de sécurité statique du système par l'approche déterministe conduit, dans le cas de charge maximale, à une puissance EnR raccordable, sans contrainte ni de tension ni de transit, **de 50 MW**.

5.3.3.3 Conclusion de l'étude déterministe

Le critère le plus contraignant à l'issue de l'étude déterministe est celui portant sur le minimum de réserve requis. Il a conduit à une puissance EnR maximale de 40 MW alors les contraintes de sécurité statique à charge maximale ont conduit à une puissance EnR maximale de 50 MW. L'étude déterministe aboutit donc à un taux de pénétration de 12,12%. Cette étude présente l'avantage d'être simple et de ne nécessiter qu'un nombre réduit d'hypothèses. Son principal inconvénient est qu'elle ne tient compte ni de la variation de la production EnR au cours du temps, ni de la variation des autres paramètres du système tels que la charge, la production conventionnelle ; d'autre part elle apporte très peu de renseignements sur le fonctionnement du système. L'approche probabiliste apporte des réponses à ces inconvénients.

5.3.4 Approche probabiliste

5.3.4.1 Modèle probabiliste du système

5.3.4.1.1 Production conventionnelle

Les groupes thermiques sont réunis en centrales électriques composée de une à six unités. Chaque centrale est désignée par le nom du nœud auquel elle est raccordable. Tous les groupes d'une même centrale ont le même taux de disponibilité.

Tableau 5.7 Taux de disponibilité des groupes du système

Centrale	Nombre de groupes	Détail des groupes	Taux de disponibilité des groupes(%)
N22	1	1 grp de 13 MW	0,9
N8	1	1 grp de 12,6 MW	0,9
N6	2	2 grp de 13,6 MW	0,85
N14	6	6 grp de 10,7 MW	0,85
N20	3	3 grp de 19,4 MW	0,9
N26	1	1 grp de 8,3 MW	0,9
N24	3	2 grp de 5,6 MW et 1 grp de 8,7 MW	0,85
N15	3	2 grp de 4,4 MW et 1 grp de 7,3 MW	0,9
N27	2	2 grp de 19,4 MW	0,85
N25	5	5 grp de 19,4 MW	0,85

A partir de ces taux de disponibilité, les distributions de probabilité des différentes centrales ont été déterminées. La Figure 5.10 représente les distributions de probabilité de la production des centrales constituées d'au moins deux groupes. Ces distributions ont été calculées en appliquant la méthodologie décrite au chapitre 3.

CHAPITRE 5

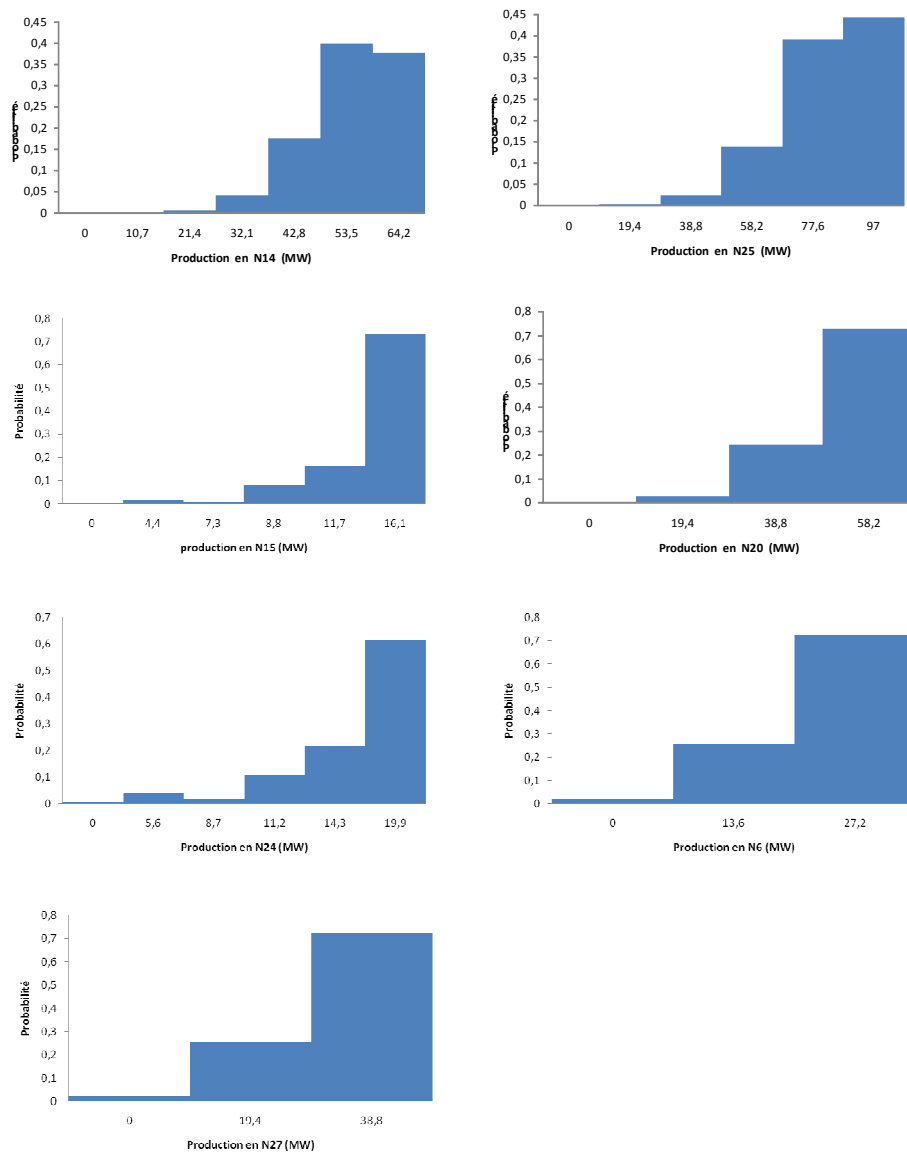


Figure 5.10 Distributions de probabilité des productions des centrales thermiques

5.3.4.1.2 Production d'énergie renouvelable

La production renouvelable est répartie sur cinq sites ; deux pour le photovoltaïque (nœuds de raccordement INTERS41 et N19S41) et trois pour l'éolien (N2S41, N5S41, N3S41). La production photovoltaïque n'est disponible que le jour du fait de sa dépendance au rayonnement solaire. Du fait de cette spécificité, les distributions de probabilité des productions du PV ne seront définies que pour des situations dites '*jour*' (production non nulle). Les distributions de probabilité de la production éolienne pour les situations '*jour*' et '*nuit*' sont très peu différentes. Conformément à la méthodologie présentée au chapitre 3, les distributions de probabilité des différents sites de production EnR sont obtenues à partir des données météorologiques de vent et d'ensoleillement. Il convient de noter que les distributions de probabilités présentées

CHAPITRE 5

dans ce paragraphe ont été obtenues à partir des données météorologiques réelles à notre disposition sur quelques sites français.

Des trois sites de production éolienne, deux sont dans la zone B du réseau (N2S41, N5S41) et le troisième est dans la zone A (N3S41). Les deux sites de la zone B étant rapprochés, ils ont des productions corrélées. Cette corrélation a été modélisée dans l'outil ASSESS en utilisant l'équation 5.1 avec $k_i = N(1; 0,25)$. Par contre les productions éoliennes des zones A et B ont été supposées indépendantes. Le Tableau 5.8 et le Tableau 5.9 représentent la structure des corrélations entre les productions des trois sites.

Tableau 5.8 Matrice de corrélation des données 'jour'

	$WGENA1_Pprod$	$WGENB1_Pprod$	$WGENB2_Pprod$
$WGENA1_Pprod$	1		
$WGENB1_Pprod$	-0,000276611	1	
$WGENB2_Pprod$	0,000137139	0,978373987	1

Tableau 5.9 Matrice de corrélation des données 'nuit'

	$WGENA1_Pprod$	$WGENB1_Pprod$	$WGENB2_Pprod$
$WGENA1_Pprod$	1		
$WGENB1_Pprod$	0,004303548	1	
$WGENB2_Pprod$	0,007215782	0,977025819	1

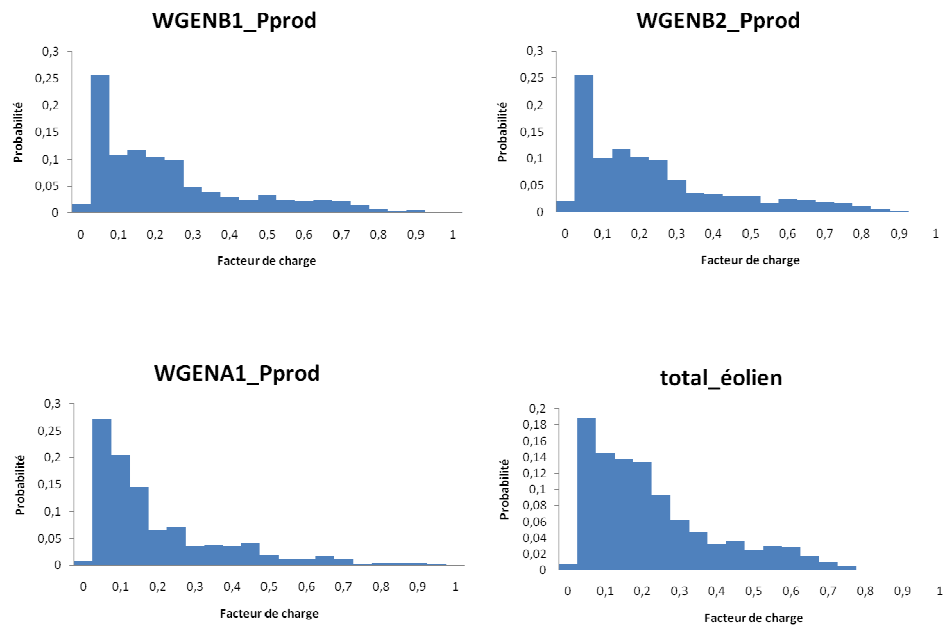


Figure 5.11 Distributions de probabilité de la puissance éolienne sur chaque site et totale

La production photovoltaïque est répartie sur deux sites dont un dans la zone B (INTERS41) et un autre dans la zone A (N19S41). Les productions photovoltaïques

CHAPITRE 5

sur tout le système ont été modélisées avec une forte corrélation comme le montre le Tableau 5.10 Cette corrélation a été modélisée dans l'outil ASSESS en utilisant l'équation 5.1 avec $k_i = N(1; 0,25)$. La Figure 5.12 représente les distributions de probabilité de la production photovoltaïque sur chaque site et globale pour les points de fonctionnement 'jour'; la production est nulle pour les points de fonctionnement 'nuit'.

Tableau 5.10 Corrélation entre les productions des deux sites PV

	<i>PGENA1_Pprod</i>	<i>PGENB1_Pprod</i>
PGENA1_Pprod	1	
PGENB1_Pprod	0,9825802	1

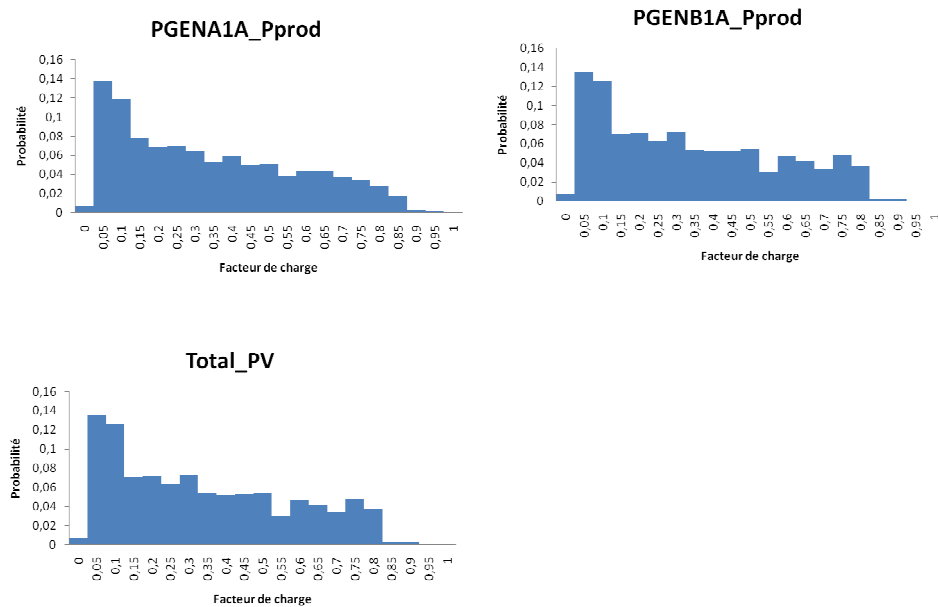


Figure 5.12 Distributions de probabilité de la puissance photovoltaïque sur chaque site et totale

5.3.4.1.3 Consommation

La variation de la consommation globale du système (Figure 5.13) a été modélisée par une gaussienne tronquée de moyenne 162 MW, d'écart-type 49 MW, de valeur minimale 76 MW et de valeur maximale 330 MW.

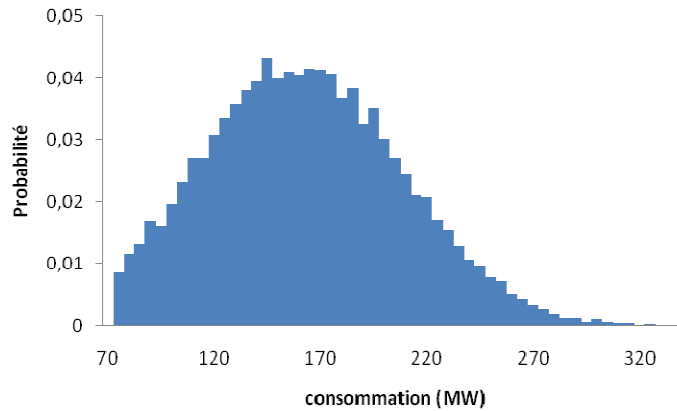


Figure 5.13 Distribution de probabilité de demande globale du système

5.3.4.2 Etude d'adéquation en réserves

Conformément à la méthodologie décrite au chapitre 4, il s'agira ici de vérifier l'équation 5.2 sur 20000 points de fonctionnement. Dans cette étude, il ne s'agit pas de simulations de réseau mais simplement de calcul de probabilité. Les temps de calcul en jeu nous permettaient donc d'effectuer 20000 tirages.

$$D(t) - P_{EnR}(t) \geq P_{min,t} \quad (5.2)$$

où :

- $D(t)$ est la demande à l'instant t ,
- $P_{EnR}(t)$ est la production d'EnR à l'instant t .

Le seuil de 0,1% de situations d'inadéquation en réserves a été choisi comme critère probabiliste. En d'autre termes **la probabilité $P[D - P_{EnR} < P_{min,t}]$ doit être inférieure à 0,1%.**

A partir des distributions de probabilité de la demande et de la production EnR, 20000 tirages indépendants de production EnR et de demande ont été effectués. La différence $D - P_{EnR}$ est comparée à la puissance minimale thermique démarrée $P_{min,t}$. Des situations d'inadéquation en réserves commencent à être enregistrées à partir de 54 MW d'EnR raccordées. Le seuil de 0,1% est atteint à 87 MW d'EnR (Figure 5.14).

En toute rigueur on pourrait s'attendre à ce des situations d'inadéquation en réserves surviennent pour des puissances EnR inférieures 54 MW. Pour cela il faudrait que simultanément la charge soit minimale ; or la conjonction de ces deux événements ($P_{EnR} < 54$ MW et $D = D_{min}$) est si rare que même en faisant 20000 tirages il n'est pas sûr de la retrouver. Cela ne change tout de même rien aux résultats globaux (probabilité de défaillance).

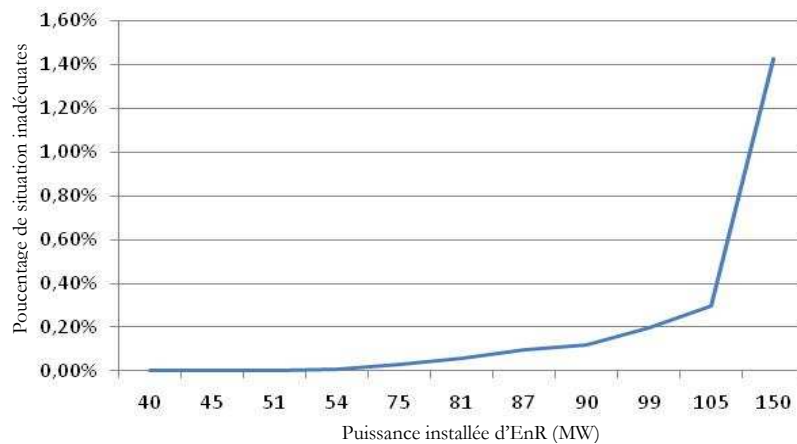


Figure 5.14 Evolution du pourcentage d'inadéquations en réserve en fonction de la puissance EnR

Le système étudié peut donc accueillir un parc d'EnR, composé de deux fois plus d'éolien que de photovoltaïque, de capacité 87 MW moyennant une probabilité de non respect de la contrainte de réserve de 0,1 %. Ce risque de violation de contrainte peut être pallié en écrêtant la production EnR pendant les périodes contraintes ; cela correspond pour une période d'une année à environ 9 heures d'écrtage.

5.3.4.2.1 Analyse des résultats : Allocation d'une partie de la réserve aux EnR

Il est fréquemment énoncé que pour accroître le taux de pénétration des ENR, il sera nécessaire qu'elles participent à la réserve. Nous proposons de regarder si, du point de vue de l'adéquation en réserve dans le cas du système étudié, cela se vérifie.

Pour que le transfert d'une partie de la réserve aux EnR ait un intérêt il faut que la réserve fournie par ces dernières permette d'éviter le démarrage d'un des 5 groupes thermiques dédiés. Il faut donc que les EnR puissent assurer une réserve égale à 4MW. Or, avec 58 MW d'éolien et 29 MW de PV raccordés, la production EnR est inférieure à 4 MW pendant 15 % du temps ce qui signifie que 15 % du temps, la production ENR ne peut pas assurer ce niveau de réserve.

D'autre part, pour 87 MW de production EnR ayant un facteur de charge annuel de 19,2 %, la perte en productible annuel due à la constitution de la réserve serait de 20,3 % ce qui est économiquement difficile à supporter sans des mécanismes de compensation forts.

Si la puissance EnR installée passe à 150 MW, la part de productible annuel perdue par la constitution de la réserve passerait sous la barre des 13 %. Il reste encore plus de 8 % du temps où la production ENR est inférieure à 4 MW.

Du point de vue du critère d'adéquation en réserve et en l'absence de moyen de stockage, le transfert d'une partie de la réserve sur les ENR ne permet pas d'augmenter le taux d'insertion à niveau d'effacement des ENR constant.

L'étude d'adéquation et les résultats et analyses qui en découlent ne tiennent compte que de la contrainte liée à la réserve et pas des contraintes liées à la sécurité statique du système.

CHAPITRE 5

5.3.4.3 Etude de sécurité statique

5.3.4.3.1 Performances du système hors EnR

La simulation de 2000 points de fonctionnement du système initial sans EnR donne les résultats suivants :

- Pas de violation de transit N.
- 0,1% des points de fonctionnement simulés ont conduit à une violation du transit en N – 1.
- 0,8% des points de fonctionnement simulés ont conduit à une violation des limites de tension.

Au vu des performances du système initial, les **critères probabilistes** choisis pour l'évaluation de l'impact d'un parc d'EnR donné sur la sécurité statique du système sont :

- probabilité de défaillance en terme de transit N **nulle**,
- probabilité de défaillance en terme de transit N – 1 inférieure à **0,1%**,
- probabilité de défaillance du plan de tension inférieure à **1%**.

5.3.4.3.2 Nombre de tirages

De la même façon que pour l'étude de raccordement, le scénario jour d'un système a été simulé pour des échantillons de taille de plus en plus grande (500, 1000, 1500, 2000, 3000, 6000...), le taux de défaillance du plan de tension a été observé. A partir de 2000 simulations il a été enregistré une variation relative $\Delta \tilde{P} < \varepsilon = 0,05$.

5.3.4.3.3 Résultats généraux

Compte tenu de la spécificité du photovoltaïque, l'étude a été séparée en deux : une étude concernant les points de fonctionnement *'jour'* (avec photovoltaïque) et une autre concernant les situations *'nuit'* (sans photovoltaïque). Pour chaque étude, 2000 points de fonctionnement ont été tirés et simulés. Ce processus a été effectué pour différents scénarii d'intégration d'EnR dans le système. Le Tableau 5.11 donne le bilan des analyses statistiques des résultats des simulations.

Tableau 5.11 Résultats généraux des analyses probabilistes

Scénario		% de défaillances transit N		% de défaillances transit N - 1		% de défaillances plan de tension	
P _{EnR} (MW)		par scénario	global	par scénario	global	par scénario	global
60	jour	0%	0%	0%	0%	0,9%	0,6%
	nuit	0%		0%		0,3%	
70	jour	0%	0%	0%	0%	1,3%	0,9%
	nuit	0%		0%		0,5%	
75	jour	0%	0%	0%	0%	2,6%	1,9%
	nuit	0%		0%		1,3%	
81	jour	0%	0%	0%	0%	4,2%	3,2%
	nuit	0%		0%		2,2%	
90	jour	0%	0%	0%	0%	7%	5,8%
	nuit	0%		0%		4,7%	

CHAPITRE 5

Tableau 5.11 Résultats généraux des analyses probabilistes (suite)

Scénario		% de défaillances transit N		% de défaillances transit N - 1		% de défaillances plan de tension	
P _{EnR} (MW)		par scénario	global	par scénario	global	par scénario	global
112,5	jour	0,5%	0,3%	0,05%	0,02%	13,9%	12,2%
	nuit	0,1%		0%		10,5%	
150	jour	6,3%	6,2%	0%	0%	31,9%	25,8%
	nuit	6,1%		0%		19,7%	

En comparaison au système hors EnR, le scénario d'intégration de 60 MW d'EnR présente des performances équivalentes voire meilleures car on n'enregistre pas de problèmes de transit en N – 1 du fait d'une meilleure répartition des injections de puissance dans le réseau en présence d'EnR.

Jusqu'à 90 MW d'EnR installées, le comportement du système en termes de transit N et N – 1 est amélioré. Par contre à partir de 112,5 MW, on retrouve des contraintes de transit due principalement à une injection de puissance fatale trop élevée aux points de raccordement des EnR et, par conséquent, une dégradation de la répartition de la production.

Si on se réfère à un critère de 1% de défaillance, le système étudié est capable d'accueillir 70 MW d'EnR (contre 40 MW à l'issue de l'étude déterministe). Une analyse détaillée de l'impact d'un parc EnR de 70 MW sera faite pour illustrer les apports de la méthode probabiliste.

5.3.4.3.4 Analyse des résultats pour le cas P_{EnR} = 70 MW

L'approche probabiliste permet de simuler une multitude de points de fonctionnement couvrant le spectre des variations de l'état du système sur une période relativement longue. Elle donne par conséquent une large palette de résultats. L'analyse de ces résultats permet d'obtenir des informations importantes telles que le dispatching à chaque point de fonctionnement, le taux de pénétration instantané, la variation du niveau de réserves du système. En outre les défaillances peuvent être caractérisées par des paramètres communs en vue de définir des règles d'exploitation applicables au système étudié.

Taux de pénétration instantané

Lorsqu'il est fait mention de taux de pénétration, il est indispensable de préciser le taux dont il est question.

Un taux couramment utilisé est le ratio entre la puissance EnR installée et la charge maximale. Dans notre étude, avec une limite à 70 MW d'EnR pour une charge maximale de 330 MW, ce taux s'élève à 21,2%.

Ce premier taux ne permet pas de refléter la variété des situations de réseau pouvant être rencontrées et relève plutôt d'une approche déterministe.

Dans le cas de notre étude probabiliste, il est possible de représenter pour chaque point de fonctionnement le taux de pénétration des EnR qui pourrait être apparenté à un taux instantané.

CHAPITRE 5

Sur la Figure 5.15, la répartition de ce taux est représentée pour les points de fonctionnement '*jour*' et '*nuit*'. Le taux de pénétration des EnR instantané ressort ainsi à moins de 50 % dans quasiment tous les cas. Il ne dépasse 21,2 % (taux de pénétration en puissance) que dans 6 % des situations simulées. La valeur de 30% n'est dépassée que dans moins de 2% des situations simulées.

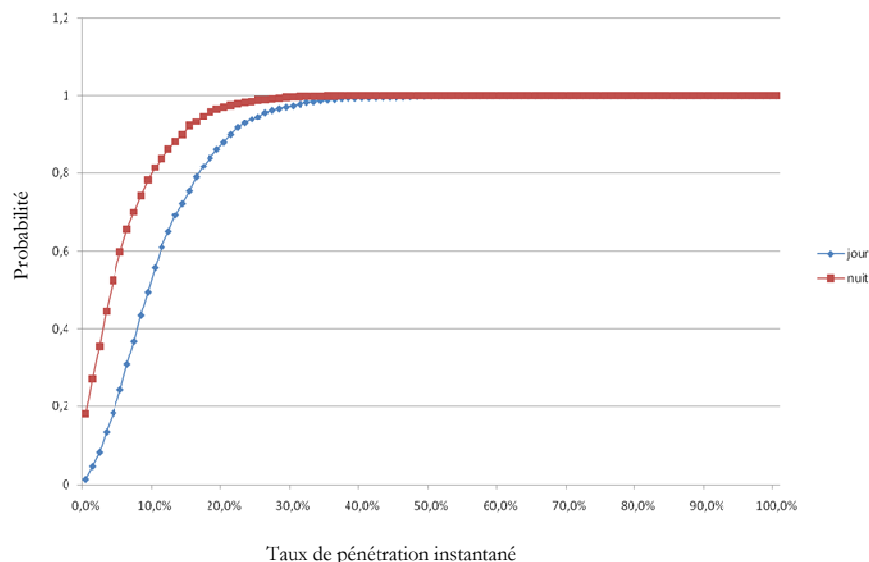


Figure 5.15 Répartition du taux de pénétration instantané

Il est prévu dans la législation actuelle (article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif au raccordement des installations de production) la possibilité pour le gestionnaire de réseau insulaire de demander des effacements de production ENR dans le cas où la puissance active injectée par les ENR dépasse 30 % de la puissance active transitant sur le réseau.

Les résultats précédents mettent en évidence que le recours à une telle éventualité serait relativement exceptionnel dans ce système pour une puissance ENR raccordée au réseau de 70 MW.

Niveau de réserve

Pour nos simulations nous avons imposé une réserve minimale de 20 MW. Si cette limite est toujours respectée, la réserve disponible peut être plus ou moins importante suivant le dispatching de la production. L'écart entre la production d'un groupe diesel démarré et sa puissance maximum est considéré comme de la réserve. Sur la Figure 5.16, un histogramme du niveau de réserve est présenté pour le cas hors EnR, et pour les points de fonctionnement '*nuit*' et '*jour*'.

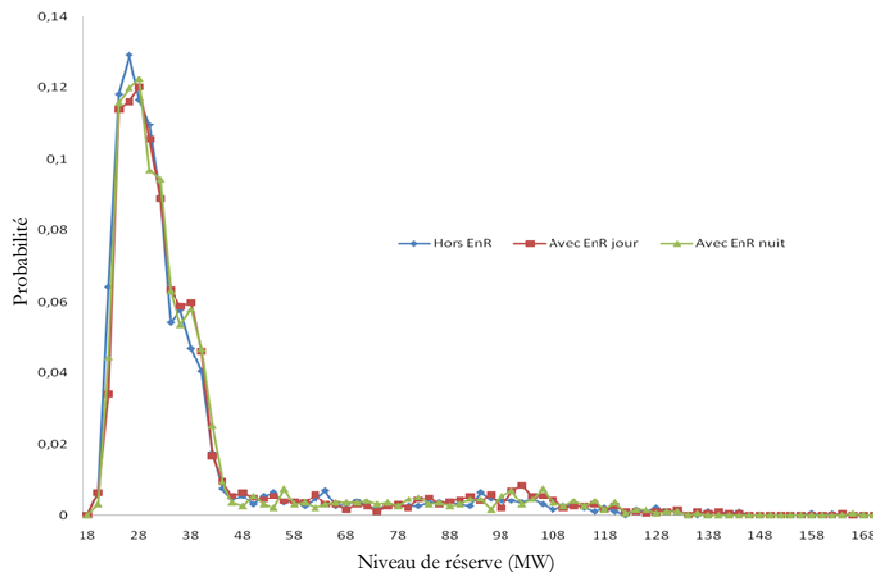


Figure 5.16 Densité de probabilité du niveau de réserve du système avec et sans EnR

On observe des distributions de réserves quasi identiques avec ou sans EnR. On peut tout de même remarquer que la densité de probabilité, hors EnR, présente des valeurs légèrement plus élevées autour des plus petites valeurs de niveau de réserves (< 30 MW), et légèrement plus basses autour des grandes valeurs, que la densité de probabilité avec EnR. En d'autres termes, avec EnR, le système a un niveau de réserves globalement un peu plus élevé. Cela peut paraître paradoxal, étant donné que les EnR sont supposées ne pas participer à la réserve, mais cette situation s'explique par le fait que la présence des EnR entraîne la diminution de la production de certains groupes thermiques démarrés qui, par conséquent, ont une plus grande réserve disponible.

Analyse des situations de défaillance

En déterministe, la situation *charge maximale/puissance EnR maximale* ($D_{max} = 330$ MW / $P_{EnR} = 70$ MW) a conduit à des défaillances. Avec l'approche probabiliste on remarque que cette situation n'arrive presque jamais (dans notre cas, aucun tirage n'a abouti à cette configuration), de plus les situations approchantes n'ont pas forcément conduit à des défaillances. La Figure 5.17 montre que les situations correspondant à une demande minimale n'ont pas conduit à des défaillances alors que quelques situations correspondant à une demande proche de la demande maximale ont conduit à des défaillances. On remarque aussi que d'autres situations éloignées des situations déterministes classiques ont aussi conduit à des défaillances.

Une analyse des situations défaillantes montre qu'il s'agit toujours d'ajouts de condensateurs (injections de réactif), donc de problèmes de sous-tensions. Ces problèmes arrivent surtout au voisinage de deux points de raccordement, N2S41 et N3S41, de la production renouvelable, lorsqu'une ou plusieurs unités de production conventionnelle voisines sont hors service. Ces points sont caractérisés par une forte proportion de la demande ; la tension a donc tendance à baisser dès

CHAPITRE 5

qu'il y a déficit de production en local. En effet, lorsqu'une unité de production conventionnelle est hors service, le système perd également la capacité de réglage de la tension correspondante qui n'est pas remplacée par les EnR car, celles-ci ont été modélisées, dans notre étude, comme n'ayant pas de capacités de réglage. Cette analyse est valable pour tous les points de fonctionnement (*jour* et *nuit*).

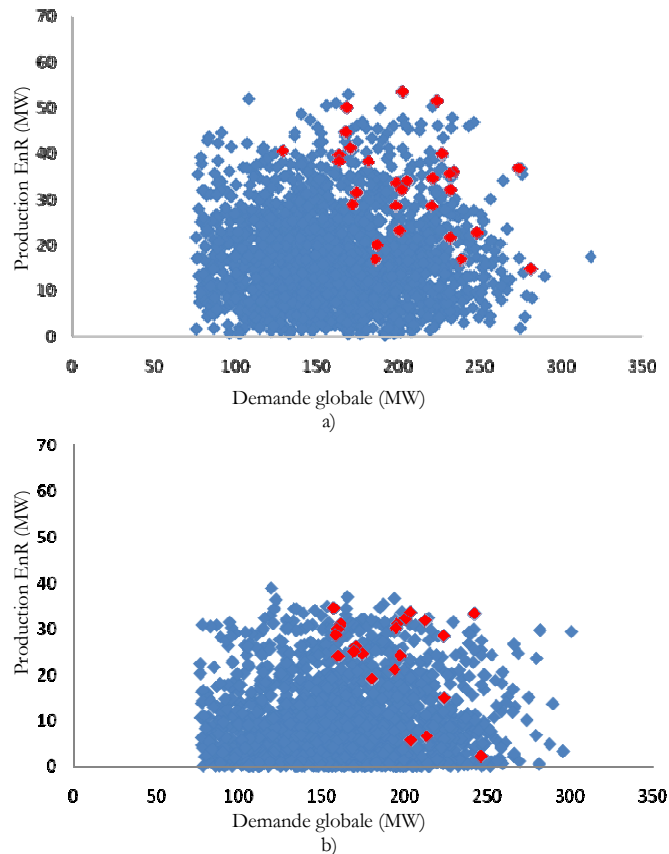


Figure 5.17 Points de fonctionnement simulés (bleu) et points de fonctionnement défaillant (rouge) :
a) situations *jour*; b) situations *nuit*

Contrairement aux résultats obtenus à l'issue de l'étude de raccordement en réseau de distribution, les points de fonctionnement défaillants, dans le cas de l'étude d'intégration ne correspondent pas aux situations dites contraignantes simulées en déterministe. Cela est dû à plusieurs raisons dont les principales sont la multitude de paramètres variables, le foisonnement de la production renouvelable, et le maillage du réseau de transport.

La multitude des paramètres variables dans le système fait que les niveaux de production EnR et de consommation ne sont plus les seuls facteurs influençant la sécurité du système. Deux situations à niveaux de production EnR et consommation équivalents peuvent conduire l'une à une défaillance et l'autre pas du fait par exemple de l'indisponibilité d'une ligne ou d'une unité de production dans l'une des situations.

CHAPITRE 5

L'approche probabiliste (par le biais de la modélisation probabiliste de la production EnR) permet de mettre en évidence le fait que statistiquement les situations déterministes classiques sont très rares – surtout celle correspondant à une production EnR maximale. Le phénomène de foisonnement est la cause de cette rareté.

Le maillage du réseau entraîne une variété de solutions d'acheminement de l'énergie produite par les EnR. D'où une limitation des contraintes réseau même lors des périodes de grande production EnR.

Tensions aux points de raccordement

La Figure 5.18 représente les distributions de probabilité de la tension aux points de raccordement pour le système de référence (sans EnR) et pour le système avec 70 MW d'EnR raccordées.

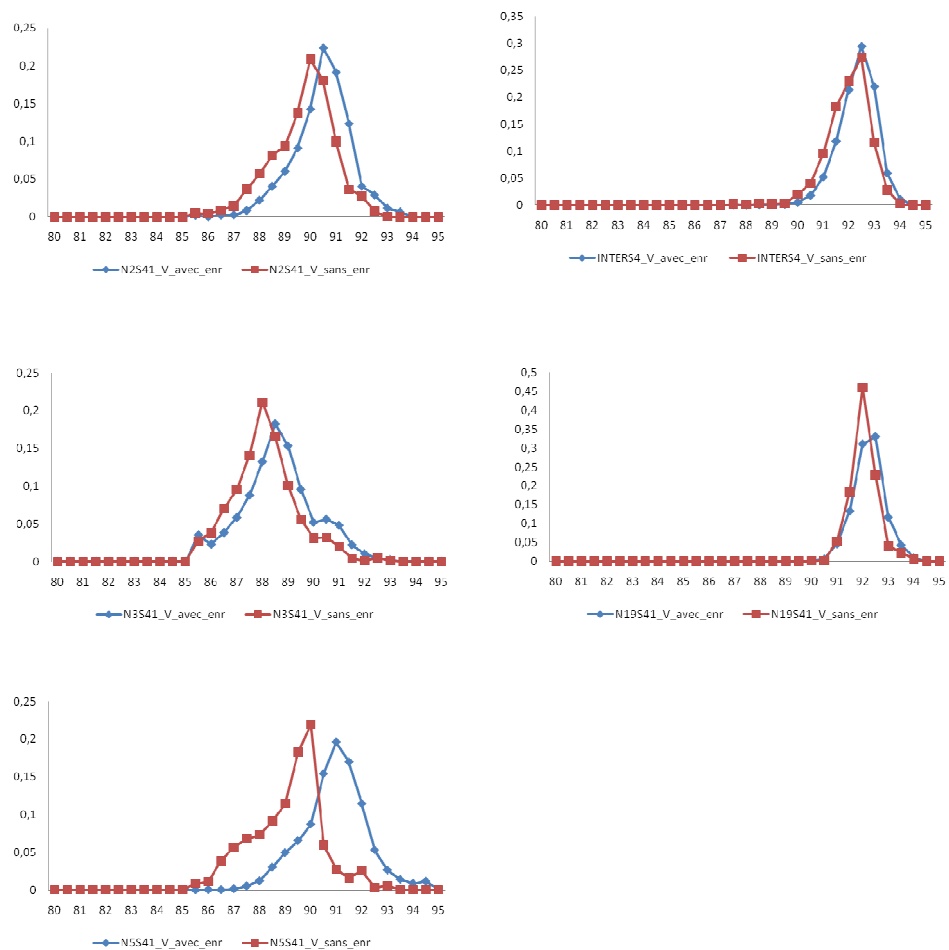


Figure 5.18 variations des tensions aux points de raccordement des EnR

CHAPITRE 5

Les courbes bleues (avec EnR) sont décalées vers la gauche (tension élevées); cela signifie qu'avec EnR, les tensions élevées ont une plus grande probabilité d'occurrence. En d'autres termes, les tensions aux points de raccordement augmentent globalement lorsqu'on raccorde des EnR.

Transits de puissance

La Figure 5.19 représente les distributions de probabilité du transit de puissance dans certaines lignes pour le système de référence (sans EnR) et pour le système avec 70 MW d'EnR raccordées.

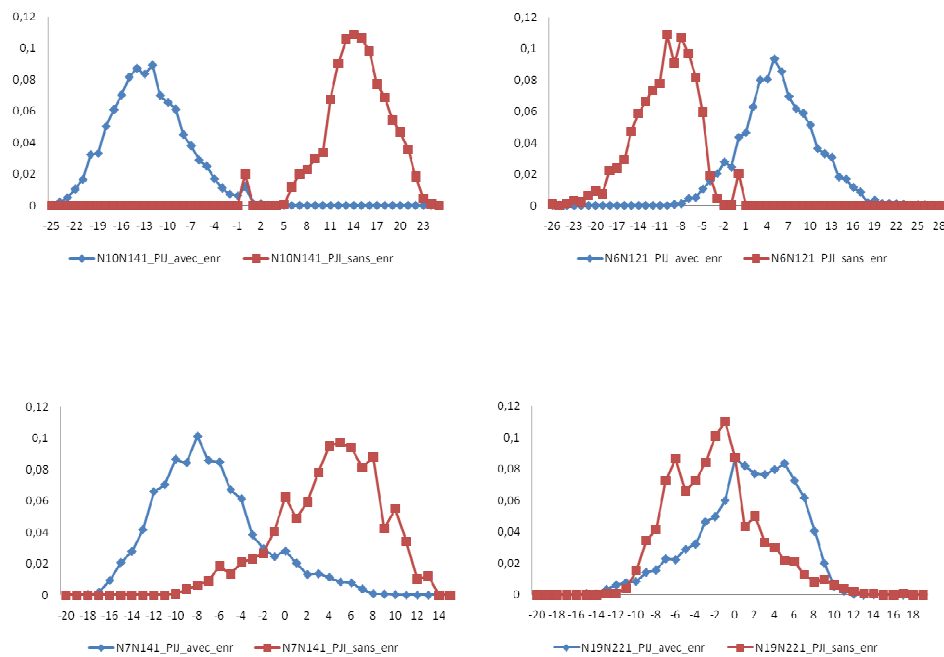


Figure 5.19 Variations de transit dans quelques lignes voisines des points de raccordement d'EnR

L'intégration d'un parc EnR de 70 MW influence de façon importante le transit dans les lignes. On constate globalement une inversion plus ou moins marquée du transit dans les lignes voisines des sites d'intégration. Des quatre exemples illustratifs (Figure 5.19), certains représentent des lignes moins chargées avec EnR (N10S41 – N14S41, N6S41 – N12S41) et d'autres des lignes plus chargées avec EnR (N7S41 – N14S41, N19S41 – N22S41). Rappelons que les résultats généraux nous ont montré que le raccordement des EnR améliorerait le transit (Tableau 5.11).

5.4 Conclusion

Deux cas d'études ont été présentés dans ce chapitre : l'étude de raccordement d'une ferme éolienne à un réseau de distribution et l'étude d'impact d'un parc de fermes éoliennes et photovoltaïques sur un réseau de type insulaire. Les analyses de sécurité dans les deux cas ont été effectuées avec les méthodes déterministe et probabiliste.

CHAPITRE 5

Le raccordement d'une ferme éolienne sur un réseau de distribution le transforme en un réseau actif avec circulation bidirectionnelle de la puissance. L'étude déterministe de raccordement aboutit à une puissance maximale raccordable plus petite que celle obtenue à l'issue de l'analyse probabiliste. Cette dernière est en fait une analyse de la probabilité de défaillance qui permet d'accroître la puissance raccordable moyennant un risque de défaillance plus grand qui peut être couvert par l'effacement de la production éolienne.

L'étude d'intégration a montré pareillement que l'analyse déterministe était plus contraignante en termes de capacité totale raccordable au système que l'analyse probabiliste. L'incorporation des EnR dans le système modifie le sens des flux dans les lignes, augmente globalement la tensions aux nœuds et influence légèrement le niveau de réserves. L'analyse des situations de défaillance permet de les caractériser et ainsi de définir des règles d'exploitations permettant de les éviter.

CHAPITRE 5

6 Conclusion générale et perspectives

Ce travail de recherche décrit une méthodologie probabiliste pour les études d'impact de l'intégration des unités de production d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques et évalue son apport par rapport à la méthodologie déterministe traditionnelle.

6.1 Conclusions

L'importance croissante des questions environnementales a conduit à une accélération de l'arrivée des énergies renouvelables dans les systèmes électriques. Ces dernières se distinguent des moyens de production conventionnels par leur taille relativement petite (d'où leur intégration importante dans les réseaux de distribution), la variabilité (comportement stochastique) de leurs énergies primaires et les technologies utilisées (machines asynchrone avec électronique de puissance pour les éoliennes et panneaux photovoltaïques avec électronique de puissance pour le PV). Outre la mutation des systèmes électriques de leur structure verticale traditionnelle vers une structure horizontale, les énergies renouvelables (en particulier l'éolien et le photovoltaïque) ont des impacts sur le système qui peuvent être classés en deux catégories :

- les impacts locaux qui concernent la qualité de tension, le plan de protection et la capacité d'accueil du réseau,
- les impacts globaux qui concernent la gestion de la production à tous les horizons de temps et le comportement dynamique du système.

Les études d'impact des EnR ont pour principal objectif de vérifier que toutes les contraintes liées au fonctionnement normal des systèmes sont respectées. Du fait de leurs particularités, certaines des contraintes ont été aménagées pour les unités de production renouvelable. Elles sont par exemple exemptées de réglage primaire et secondaire de fréquence dans les réseaux français.

Si le comportement stochastique de la puissance éolienne ou photovoltaïque est naturellement mis en évidence, elle n'est pas le seul paramètre du réseau à avoir un

CHAPITRE 6

comportement aléatoire. Ainsi les paramètres suivant ont été modélisés comme des variables aléatoires et leurs distributions de probabilité ont été calculées :

- la puissance en sortie d'une centrale constituée de plusieurs unités de production conventionnelle. Le principal facteur induisant l'aléa est la disponibilité des unités,
- la disponibilité des lignes,
- la consommation dont la variation sur une année est modélisée par une gaussienne,
- les productions éolienne et photovoltaïque qui sont modélisées par des distributions de probabilité non paramétrées issues de la transformation des distributions de probabilité des sources primaires.

Ces différentes distributions de probabilité et la structure de corrélation qui les lie forment le modèle probabiliste du système électrique.

La gestion et l'exploitation d'un système électrique passe par la réalisation d'analyses d'adéquation, de sécurité statique et dynamique. Toutes ces analyses sont basées sur le calcul de la répartition de puissance. Ce calcul peut être résolu pour un point de fonctionnement par la méthode dite déterministe. Vu les différents aléas qui caractérisent le fonctionnement réel d'un système, il est très vite devenu nécessaire d'introduire les notions de probabilité dans les calculs de répartition et par conséquent dans les analyses des systèmes électriques. Il a été proposé une méthode probabiliste pour étudier l'impact des EnR dans un système électrique. La principale caractéristique de cette méthode est qu'elle tient compte des aléas liés aux variations des différents paramètres du réseau sur la période d'étude. Ces aléas sont pris en compte par le biais des distributions de probabilité préalablement calculées. Cette méthode est applicable aux trois types d'analyse (adéquation, sécurité statique, sécurité dynamique).

L'application de la méthode probabiliste aux études d'impact des EnR sur la sécurité statique montre qu'elle permet de mieux simuler le fonctionnement du système sur une longue période. L'étude probabiliste permet de relativiser l'impact des EnR sur un système électrique donné. En effet l'impact est défini en termes de probabilité de défaillance sur une longue période et non en termes de défaillance sur des points de fonctionnement dits « pire cas » comme c'est le cas pour les études déterministes. De plus l'étude d'une multitude de points de fonctionnement permet d'effectuer une analyse plus détaillée de l'impact des EnR. Les points de fonctionnement défaillants ont ainsi pu être analysés et caractérisés, les distributions de probabilité des tensions aux nœuds, des transits, de la réserve du système ont été déterminées et analysées pour deux cas pratiques.

La méthode probabiliste a été appliquée à l'étude de raccordement d'une ferme éolienne à un réseau de distribution. L'analyse du transit dans la ligne en amont du point de raccordement montre que celui-ci est inversé et que les congestions sont rares. Comparée à celle obtenue par la méthode déterministe, la capacité de la ferme raccordable obtenue par la méthode probabiliste est plus grande moyennant un risque d'écèlement de la production. Pour un risque d'écèlement raisonnable, cette possible

augmentation de la capacité raccordable de la ferme – comparée à la capacité raccordable obtenue en déterministe –, permet d'accroître le productible annuel.

Pour le cas d'étude d'un système insulaire, l'intégration de 70 MW d'EnR (soit un taux de pénétration de 22,2%) ne modifie presque pas la réserve et augmente globalement les tensions aux nœuds de raccordement. Les transits sont inversés dans les lignes voisines des nœuds de raccordement. De même le taux de pénétration en puissance obtenu par la méthode probabiliste est plus élevé que celui obtenu par la méthode déterministe.

6.2 Perspectives

La méthode probabiliste proposée à l'issue de ce travail est applicable pour toutes les analyses de sécurité de réseau en statique comme en dynamique. Les cas d'application ont été effectués uniquement pour les analyses statiques. Une suite immédiate de ce travail est d'appliquer la méthodologie à une étude dynamique. Pour cela il faudrait prendre en compte le modèle dynamique complet des productions éolienne et photovoltaïque.

Dans les cas d'applications présentés au chapitre 5, l'éolien et le photovoltaïque sont supposés ne pas contribuer aux services systèmes. On peut penser qu'en les modélisant avec des capacités à fournir des services systèmes (ce qui est techniquement faisable), les études probabilistes aboutiraient à la possibilité d'intégrer encore plus d'EnR.

L'application de la méthodologie probabiliste telle que décrite dans ce mémoire permet de déterminer le meilleur plan de production à chaque point de fonctionnement donné et de caractériser les point de fonctionnement défaillants. Cette caractérisation a été réalisée par l'analyse des fichiers de résultats à l'aide de simples requêtes. Il peut être envisagé d'utiliser des techniques de classification (ACP, ACM) et de *data mining* plus élaborées pour la caractérisation de tous les points de fonctionnement du système.

Les tirages de Monte Carlo effectués lors des études probabilistes sont indépendants les uns des autres. L'état du système pour une variante donnée ne dépend pas de la variante précédente. L'utilisation de tirages chronologiques pourrait permettre de mieux simuler des systèmes ayant de grosses capacités de stockage. Dans ce type de système, la séquence chronologique compte car le dispatching de la production à un instant t dépend de l'état du stockage à l'instant précédent.

Les résultats obtenus par la méthode probabiliste dépendent grandement du modèle probabiliste du système et par conséquent de données d'entrée telles que les données météorologiques des différents sites. Une analyse de sensibilité des résultats aux données d'entrée peut être réalisée. La sensibilité du résultat à la structure de corrélation est intéressante à observer notamment pour les études d'intégration des EnR dans les réseaux de distribution où l'effet du foisonnement est négligeable.

CHAPITRE 6

7 Bibliographie

Ackermann, T., Andersson, G. et Soeder, L. 2001. **Distributed Generation : a definition.** *Electric Power Systems Research*. 2001, Vol. 57.

Allan, R. N. et AL. Shakarchi, M.R.G. 1976. Probabilistic A.C. Load Flow. *IEE Pro. Pt. C*, 1976, Vol. 123, 6.

Allan, R. N. et Leite Da Silva, A.M. 1981. Probabilistic load flow using multilinearisations. *IEE Proc., Pt. C* 1981, Vol. 128, 5.

Allan, Ron et Billinton, Roy. 2000. Probabilistic Assessment of Power Systems. *Proceedings of the IEEE*. 2000, Vol. 88, 2.

Arrêté du 23 Avril. 2008. *Prescriptions technique de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique*. 2008.

—. 2008. *Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*. 2008.

Askoy, H., Fuat Toprak, Z. et Aytek, A. Erdem Unal, M. 2004. Stochastic generation of hourly mean wind speed data. *Renewable Energy*. 2004, Vol. 29.

Bayem, Herman, et al. 2007. Probabilistic Characterization of Wind Farms for Grid Connection Studies. *European Wind Energy Conference and Exhibition*. 2007.

Bayem, Herman, et al. 2009. Probabilistic study of the maximum penetration rate of renewable energy in an island network. *IEEE Conference PowerTech*. 2009.

Belhomme, Regine. 2005. *Deliverable D7.3 : Distributed generation on european islands and weak grids*. Paris : DISPOWER Project, 2005.

Billinton, R., et al. 1997. Reliability Issues in Today's Electric Power Utility Environment. *IEEE Transactions in Power Systems*. 1997, Vol. 12, 4.

Billinton, R., Hua, Cheng et Ghajar, R. 1996. Time-series models for reliability evaluation of power system including wind energy. *Microelectronics and Reliability*. 1996, Vol. 36, 9.

Billinton, Roy et Allan, Ronald A. 2004. *Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques*. New York and London : Plenum Press, 2004. ISBN 0 306 44063 6.

BIBLIOGRAPHIE

- Billinton, Roy et Allan, Ronald. 2004. *Reliability Evaluation of Power systems Second Edition*. New York : Plenum Press, 2004. ISBN 0 306 45259 6.
- Billinton, Roy et Li, Wenyuan. 1994. *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. New York : Plenum Press, 1994.
- Borkowska, Barbara. 1973. Probabilistic Load Flow. *IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference*. 1973.
- Bornard, Pierre. 2000. Conduite d'une système production-transport. *Techniques de l'ingénieur*. 2000.
- Bossanyi, E.A., et al. 1979. Wind Characteristics and the Output of Wind Turbines. *First British Wind Energy Association Workshop*. 1979.
- Bousseau, Pierre, et al. 2003. Grid Impact of Different Technologies of Wind Turbine Generator. *European Wind Energy Conference*. 2003.
- Bousseau, Pierre, et al. 2004. Solutions for the grid integration of wind farms – A survey. *European Wind Energy Conference*. 2004.
- Carlin, John et Haslett, John. 1982. The Probability distribution of Wind Power from a Dispersed Array of Wind Turbine Generators. *Journal of Applied Meteorology*. 1982, Vol. 21.
- Castro Sayas, F. et Allan, R.N. 1996. Generation availability assessment of wind farms. *IEE proceedings, Generation Transmission Distribution*. 1996, Vol. 143, 5.
- Conti, S. et Raiti, S. 2007. Probabilistic Load Flow Using Monte Carlo Techniques For Distribution Network with Photovoltaic Generators. *Solar Energy*. 2007, Vol. 81.
- DENA. 2005. *Energy management planning for the integration of wind energy into the grid in Germany, onshore and offshore by 2020*. Cologne : s.n., 2005.
- Duffie, John A. et Beckman, William A. 1980. *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York : John Wiley & Sons, 1980.
- EDF R&D. 2007. *Etude du taux d'insertion de l'éolien en Corse avec des méthodes probabilistes*. s.l. : Rapport EDF, 2007.
- EDF SEI. 2007. *Bilan prévisionnel pluriannuel investissements en production*. s.l. : http://www.edf.fr/fichiers/fckeditor/File/SEI/BPP_Corse_2007.pdf, 2007.
- . 2008. *Référentiel technique de raccordement HTB*. 2008.
- ERDF. 2009. *Référentiel technique : Etudes d'impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA*. Paris : s.n., 2009.

BIBLIOGRAPHIE

Eremia, Mircea, Trecat, J. et Germond, Alain. 2000. *Réseaux électriques. Aspects actuels*. Bucarest : Editura Tehnica, 2000.

Focken, Ulrich, et al. 2002. Short-Term Prediction of the Aggregated Power Output of Wind Farms - A Statistical Analysis of the Reduction of the Prediction Error by Spatial Smoothing Effects. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2002, Vol. 90, 3.

Giebel, Gregor, Brownsword, Richard et Kariniotakis, George. 2003. *The State-of-the-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview*. Roskilde : Project Anemos, 2003.

Gipe, Paul. 1995. *Wind Energy comes of ages* . London : John Wiley & Sons, 1995.

Goetzberger, Adolf, Hebling, Chistopher et Schock, Hans-Werner. 2003. Photovoltaic Materials, History, Status and Outlook. *Materials Science and Engineering*. 2003, Vol. 40.

Gueymard, C.A. 2003b. Direct solar transmittance and irradiance. *Solar energy*. 2003b, Vol. 74.

—. 2003a. Direct solar transmittance and irradiance. *Solar Energy*. 2003a, Vol. 74.

Hatziargyriou, N.D., Karakatsanis, T.S. et Lorentzou, M.I. 2004. Voltage Control Settings to Increase Wind Power based on Probabilistic Load Flow. *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16*, 2004.

Heier, Siegfried. 2006. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Chichester : John Wiley & Sons, 2006. 0 470 86899 6.

Ineichen, Pierre, Perez, Richard et seals, Robert. 1987. The Importance of Correct Albeldo Determination for Adequatly Modeling Energy Received by Titled Surfaces. *Solar energy*. 1987, Vol. 39, 4.

Jenkins, Nick, et al. 2000. *Embedded generation*. London : The institution of ElectricalEngineers, 2000. ISBN 0 85296 774 8.

Karaki, S.H., Salim, B.A. et Chedid, R.B. 2002. Probabilistic model of a two-sites wind energy conversion system. *IEEE Transactions on Energy conversion* . 2002, Vol. 17, 4.

Karki, R., Hu, P. et Billinton, R. 2006. A simplified wind power generation model for reliability evaluation. *IEEE Trans. on Energy Conversion*. June, 2006, Vol. 21, 2.

Kitagawa, T. et T., Nomura. 2003. A wavelet-based Method to generate artificial wind fluctuation data. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*. 2003, Vol. 91.

Kundur, Prabha, et al. 2004. Definition an Classification of Power System Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2004, Vol. 19, 2.

BIBLIOGRAPHIE

- Laverdure, Nicolas. 2005. *Intégration des générateurs éoliens dans les réseaux simples ou insulaires. Thèse de doctorat soutenue à l'INPG.* 2005.
- Leite Da Silva, A.M., Arienti, V.L. et Allan, R.N. 1984. Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers. *IEEE Trans.* 1984, Vol. 103, 6.
- Leite, A.P., Borges, C.L et Falcão, D.M. 2006. Probabilistic wind farms generation model for reliability studies to Brazilian sites. *IEEE Transactions on Power Systems.* 2006, Vol. 21, 4.
- Lincot, Daniel. 2007. La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire. *Découverte.* 2007, 344-345.
- Matos, M., et al. 2009. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. *Electrical Power and Energy Systems.* 2009.
- NF EN 50160. 2000. Caractéristiques de la tension fournies par les réseaux publics de distribution. *Norme Européenne.* 2000.
- Nielsen, R.B. 1999. *An Introduction to Copulas.* New York : Springer, 1999.
- Observ'ER. 2005. *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde.* s.l. : Observatoire des énergies renouvelable, 2005.
- Papaefthymiou, Georgios. 2006. Integration of stochastic generation in power systems. *Ph.D. Thesis of The Technical University of Delft.* 2006.
- Papathanassiou, Stavros A. et Boulaxis, Nikos G. 2006. Power Limitations and Energy Yield Evaluation for Wind Farms Operating in Island Systems. *Renewable Energy.* 2006, Vol. 31, 4.
- Patel, Mukund. 1999. *Wind and Solar Power Systems.* New York : CRC Press, 1999. ISBN 0 8493 1605 7.
- Perez, R., et al. 2007. Forecasting solar radiation: preliminary evaluation of an approach. *Solar Energy.* 2007, Vol. 81.
- Perez, Richard, et al. 1987. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar energy.* 1987, Vol. 39, 3.
- Perez, Richards, et al. 1990. Modelling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy.* 1990, Vol. 44.
- Polinder, H. et Slootweg, J.G. 2001. Design optimization of synchronous generator for a direct drive wind turbine. *European Wind Energy Conference.* Copenhagen : s.n., 2001.
- Rosell, J. I. et Ibanez, M. 2006. Modelling power output in Photovoltaic modules for outdoor operating conditions. *Energy Conversion and Management.* 2006, Vol. 47.
- RTE. 2008. *Consommation française d'électricité Caractéristiques et méthodologie de prévision.* 2008.

BIBLIOGRAPHIE

—. 2009. *Documentation technique de référence*. 2009.

Sabonnadière, Jean claude. 2006. *Nouvelles technologies de l'énergie 1 les énergies renouvelables*. Paris : Lavoisier, 2006. 2 7462 1376 1.

Sfetsos, A. 2002. A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time series. *Renewable Energy*. 2002, Vol. 27.

Sfetsos, A. et Coonick, A. H. 1999. Univariate and multivariate forecasting of hourly solar radiation with artificial intelligence techniques. *Solar Energy*. 1999, Vol. 68.

Sheth, Shabana et Shahidepour, Mohammad. 2004. Géothermal energy in power systems. *IEEE Power Engineering Society General meeting*. 2004.

Slootweg, J.G. 2005. Wind Power : Modelling and Impact on Power System Dynamics. *Ph.D. thesis from the Technical University of Delft*. 2005.

Slootweg, J.G., Polinder, H. et Kling, W.L. 2001. Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. *IEEE Power Energy Society General meeting* . Vancouver : s.n., 2001.

Tan, Yu Tiam. 2004. Impact on the Power System with Large Penetration of Photovoltaic Generation. *Ph.D. Thesis*. Manchester : The University of Manchester Institute of Science and Technology, 2004.

Usaola, Julio. 2009. Probabilistic load flow with wind production uncertainty using cumulants and Cornish–Fisher expansion . *Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2009.

Zeroual, A., Ankrim, M., Wilkinson, A.J. 1995. Stochastic modeling of. *Renewable Energy*. 1995, Vol. 6.

8 Publications

Bayem, Herman; Petit, Marc; Dessante, Philippe ; Dufourd, Frederic et Belhomme, Regine. **Probabilistic Characterization of Wind Farms for Grid Connection Studies.** *European Wind Energy Conference and Exhibition. 2007.*

Bayem, Herman; Phulpin, Yannick; Dessante, Philippe et Bect, Julien **Probabilistic computation of wind farm power generation based on wind turbine dynamic modelling.** *IEEE Conference PMAPS 2008.*

Bayem, Herman; Capely, Laurent, Dufourd, Frederic et Petit, Marc. **Probabilistic study of the maximum penetration rate of renewable energy in an island network.** *IEEE Conference PowerTech. 2009.*

Bayem, Herman; Capely, Laurent, Dufourd, Frederic; Petit, Marc et Dessante, Philippe. **Impact study of renewable energy integration in an island network: a probabilistic approach.** Article soumis en revue IEEE Power systems.

PUBLICATIONS

9 Annexes

9.1 Annexe A : théorie du calcul de répartition de puissance

9.1.1 Modélisation des constituants du réseau

La modélisation des composantes électriques du réseau en fonctionnement triphasé équilibré normal repose sur plusieurs hypothèses:

- tous les éléments sont triphasés et symétriques;
- les influences magnétiques entre composantes ne sont pas prises en compte.

Ainsi le réseau triphasé se réduit à un réseau monophasé. Les lignes électriques sont représentées par des quadripôles équivalents à constantes concentrées. Les transformateurs du réseau sont modélisés par leur schéma équivalent monophasé. L'utilisation de grandeurs réduites permet d'en simplifier encore la représentation. Des transformateurs déphaseurs (à rapport complexe) peuvent être introduits facilement.

Un aspect essentiel est cependant lié aux conditions aux accès qui sont fondamentalement différentes de celles utilisées en théorie des circuits: ce sont les puissances actives et réactives injectées par les centrales ou soutirées du réseau par les consommateurs. Le problème sera donc non-linéaire.

Pour la modélisation des lignes électriques on utilise le quadripôle en π , ayant comme paramètres l'impédance série ou longitudinale (\underline{z}_{ij}) et l'admittance en dérivation ou transversale (\underline{y}_{ij0}), (fig.A.1):

$$\underline{z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad [\Omega]$$

où

$$\underline{y}_{ij} = \frac{1}{\underline{z}_{ij}} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} - j \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = g_{ij} + jb_{ij} \quad [S]$$

$$\underline{y}_{ij0} = \frac{g_{ij0} + jb_{ij0}}{2} \quad [S]; \quad \underline{y}_{ji0} = \underline{y}_{ij0}$$

où: r_{ij} est résistance série de la ligne;

x_{ij} — réactance inductive de la ligne;

ANNEXES

g_{ij0} – conductance transversale côté i ;

b_{ij0} – susceptance (shunt)capacitive de la ligne côté i .

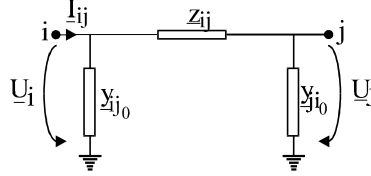


Fig. A.1. Schéma de la ligne électrique.

Pour la modélisation des transformateurs du réseau on peut utiliser soit le schéma équivalent avec opérateur réel de transformation (N_{ij}) (fig.A.2,a), soit le schéma équivalent galvanique en π (fig.A.2,b). Le paramètre z_t est ramené au primaire.

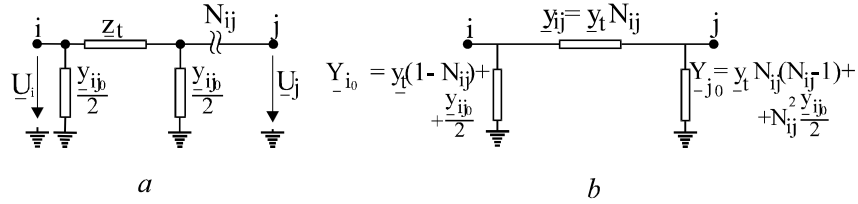


Fig. A.2. Schémas équivalents d'un transformateur:

a – schéma équivalent avec opérateur (N_{ij}); b – schéma équivalent galvanique du quadripôle en π .

$$\underline{z}_t = r_t + jx_t = \frac{1}{\underline{y}_t} \quad [\Omega];$$

$$|z_t| = \frac{u_{sc}\%}{100} \cdot \frac{U_{ni}^2}{S_n} \quad [\Omega];$$

$$r_t = \Delta P_{sc} \frac{U_{ni}^2}{S_n^2} 10^{-3} \quad [\Omega];$$

$$x_t = \sqrt{z_t^2 - r_t^2} \quad [\Omega];$$

$$\underline{y}_{ij0} = g_{ij0} + jb_{ij0} \quad [S];$$

$$b_{ij0} = -\frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{U_{ni}^2} \quad [S];$$

$$g_{ij0} = \Delta P_{Fe} \frac{1}{U_{ni}^2} 10^{-3} \quad [S];$$

où: z_t est l'impédance série et $y_t = 1/z_t$ l'admittance série;

r_t – résistance du transformateur;

x_t – réactance inductive du transformateur;

u_{sc} – tension du court-circuit [%];

ANNEXES

- S_n – puissance nominale apparente du transformateur [MVA];
 U_{ni} – tension nominale du transformateur, utilisé comme base dans le calcul des paramètres [kV] ;
 ΔP_{sc} – pertes actives de puissance dans les enroulements du transformateur [kW];
 y_{ij0} – l'admittance en dérivation [S];
 i_0 – courant de magnétisation à vide du transformateur [%];
 ΔP_{Fe} – pertes actives à vide du transformateur [kW];
 $N_{ij} = \frac{U_i}{U_j}$ – le rapport nominal de transformation.

Dans le cas du *transformateur avec rapport complexe* de transformation (\underline{N}_{ij}) on utilise seulement des schémas avec opérateur de transformation et on doit tenir compte du type d'incidence de la branche en chaque nœud adjacent (fig. A.3) quand on construit la matrice des admittances nodales.

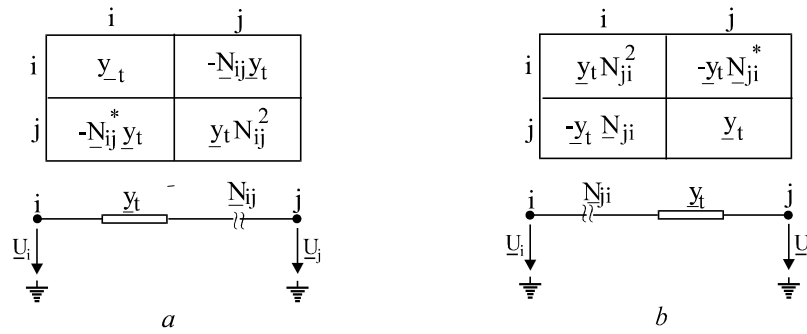


Fig. A.3. La construction de la matrice des admittances nodales:

a - incidence par transformateur au nœud *j*; *b* - incidence par transformateur au nœud *i*.

Dans le calcul de régime permanent par la méthode des tensions nodales on utilise la forme suivante:

$$[\underline{Y}_{nn}] \cdot [\underline{U}_n] = [\underline{L}_n] \quad (A.1)$$

où: $[\underline{L}_n] = [\underline{S}_n^* / \underline{U}_n^*]$ est le vecteur des courants entrant dans le réseau;

$[\underline{U}_n]$ – le vecteur des tensions nodales;

$[\underline{S}_n]$ – le vecteur des puissances apparentes complexes.

$[\underline{Y}_{nn}]$ est la matrice d'admittances nodales, ayant comme termes:

ANNEXES

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{ii} &= \sum_{j=1}^n (\underline{y}_{ij} + \underline{y}_{ij_0}) = G_{ii} + jB_{ii} \\ \underline{Y}_{ij} &= -\underline{y}_{ij} = Y_{ij} e^{j\gamma_{ij}} = G_{ij} + jB_{ij} \end{aligned} \quad (A.2)$$

avec

$$\begin{aligned} \underline{y}_{ij} &= y_{ij} e^{j\gamma_{ij}} = g_{ij} + jb_{ij} \\ \underline{y}_{ij_0} &= g_{ij_0} + jb_{ij_0} \end{aligned}$$

On peut définir les règles générales d'écriture directe de la matrice $[\underline{Y}_m]$:

- Tout terme diagonal \underline{Y}_{ii} est égal à la somme des admittances longitudinales et transversales des branches galvaniquement incidentes au nœud i , à laquelle on ajoute la somme du produit de l'admittance longitudinale par le carré du rapport de transformation des branches incidentes par transformateur au nœud ($\underline{y}_i N_{ij}^2$);

- Tout terme non-diagonal correspondant aux branches sans transformateur est égal à l'admittance longitudinale de branche changée de signe, c'est-à-dire $\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} = -\underline{y}_{ij}$. Pour les branches avec transformateur si i est le nœud où se trouve ce dernier et j l'autre nœud, les termes non-diagonaux ont les valeurs suivantes: $\underline{Y}_{ij} = -\underline{N}_{ij}^* \underline{y}_i$; $\underline{Y}_{ji} = -\underline{N}_{ij} \underline{y}_i$.

La matrice $[\underline{Y}_m]$ n'est plus symétrique pour les réseaux ayant des transformateurs à rapport complexe (\underline{N}_{ij}).

9.1.2 Formulation du problème de load flow

Transit de puissance sur une liaison

Considérons que les grandeurs complexes des tensions peuvent être exprimées sous la forme suivante, en utilisant des valeurs réduites (p.u.):

$$\begin{aligned} \underline{U}_i &= U_i e^{j\theta_i} ; & \underline{U}_j &= U_j e^{j\theta_j} & \text{ou} \\ \underline{U}_i &= U_i' + jU_i'' ; & \underline{U}_j &= U_j' + jU_j'' \end{aligned} \quad (A.3)$$

Le transit de puissance en i sur la liaison i - j est (fig. A.1):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ij} &= \underline{U}_i \underline{I}_{ij}^* = \underline{U}_i \left[\underline{y}_{ij_0} \underline{U}_i + \underline{y}_{ij} (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \right]^* \\ &= U_i^2 \left[y_{ij} (\cos \gamma_{ij} - j \sin \gamma_{ij}) + g_{ij_0} - j b_{ij_0} \right] \\ &\quad - U_i U_j y_{ij} [\cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + j \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij})] \end{aligned}$$

On prend les parties réelles et imaginaires:

$$\begin{aligned} P_{ij} &= U_i^2 (g_{ij_0} + y_{ij} \cos \gamma_{ij}) - U_i U_j y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_{ij} &= -U_i^2 (b_{ij_0} + y_{ij} \sin \gamma_{ij}) - U_i U_j y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Injection de puissance en un sommet

Les lois de la conservation de l'énergie permettent d'écrire:

$$P_i - \sum_{j \in \alpha(i)} P_{ij} = 0$$

où $\alpha(i)$ désigne le sous-ensemble des nœuds raccordés au sommet i .

Il résulte:

$$\begin{aligned} P_i &= U_i^2 \sum_{j=1}^n (g_{ij_0} + y_{ij} \cos \gamma_{ij}) - U_i \sum_{j=1}^n U_j y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_i &= -U_i^2 \sum_{j=1}^n (b_{ij_0} + y_{ij} \sin \gamma_{ij}) - U_i \sum_{j=1}^n U_j y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Pour exprimer les puissances nodales P_i, Q_i en fonction des éléments \underline{Y}_{ji} et \underline{Y}_{i0} de la matrice des admittances nodales $[\underline{Y}_{mn}]$ il faut tenir compte des relations (A.2):

$$\begin{aligned} P_i &= U_i^2 \operatorname{Re}\{\underline{Y}_{ii}\} - U_i \sum_{j=1}^n U_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_i &= -U_i^2 \operatorname{Im}\{\underline{Y}_{ii}\} - U_i \sum_{j=1}^n U_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{A.5'})$$

Si on considère que les tensions sont exprimées par les relations (A.3) et les admittances sous la forme (A.2), on peut obtenir deux formes pour l'expression respectivement du courant nodal et de la puissance apparente complexe :

ANNEXES

(i)

$$L_i = \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j = \sum_{j=1}^n U_j e^{j\theta_j} (G_{ij} + jB_{ij})$$

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \left(\sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j \right)^* = U_i \sum_{j=1}^n U_j e^{j(\theta_i - \theta_j)} (G_{ij} - jB_{ij})$$

On prend les parties réelles et imaginaires:

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$Q_i = -U_i \sum_{j=1}^n U_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$
(A. 6)

(ii)

$$\begin{aligned} L_i &= \underline{Y}_{ii} \underline{U}_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j \\ &= \underline{U}_i (G_{ii} + jB_{ii}) + \sum_{j=1, j \neq i}^n (G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j'') \\ &\quad + j \sum_{j=1, j \neq i}^n (G_{ij} U_j' + B_{ij} U_j'') \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_i &= G_{ii} U_i^2 + \sum_{j=1, j \neq i}^n (U_i' a_{ij} + U_i'' b_{ij}) \\ Q_i &= -B_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1, j \neq i}^n (U_i' b_{ij} + U_i'' a_{ij}) \end{aligned}$$
(A. 7)

où:

$$a_{ij} + jb_{ij} = \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j = (G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j'') + j(G_{ij} U_j'' + B_{ij} U_j')$$
(A. 7')

9.1.3 Résolution du problème de load flow

9.1.3.1 Résolution par la méthode de Gauss-Seidel

ANNEXES

La résolution du système (A.1) mis sous la forme suivante se fera de façon itérative:

$$[\underline{Y}_{nn}][\underline{U}_n] = [\underline{S}_n^*/\underline{U}_n^*] \quad (\text{A.1'})$$

Cas de nœud charge.

En partant à la première itération d'une valeur plausible (par exemple 1.0 en cas d'utilisation de grandeurs réduites), on calculera successivement la tension en chaque nœud en corrigeant les valeurs en passant d'un nœud au suivant au sein d'une même itération.

Formellement, soit pour l'itération d'indice p , la tension au nœud i sera donnée par:

$$\underline{U}_i^{(p+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i^{(p)}}{\underline{U}_i^{(p)*}} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k^{(p+1)} - \sum_{k=i+1}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k^{(p)} \right), \quad i \neq e \quad (\text{A.8})$$

où: e est l'indice du nœud bilan.

Le calcul étant fait pour tous les nœuds charges, jusqu'à obtention de la convergence, donc jusqu'à ce que l'écart entre les valeurs des tensions en tout nœud entre deux itérations p et $p+1$ soit inférieur à un seuil de précision choisi, sur lequel nous reviendrons.

Cas de nœud générateur.

Dans ce cas, comme indiqué précédemment, la valeur de Q_i n'est pas connue à priori. On devra donc la calculer avec les meilleures estimations des autres tensions, par la relation:

$$\underline{Q}_i^{(p)} = \text{Im} \left\{ \underline{U}_i^2 \underline{Y}_{ii}^* + \underline{U}_i \sum_{j=1}^{i-1} \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j^{(p+1)*} + \underline{U}_i \sum_{j=i+1}^n \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j^{(p)*} \right\} \quad (\text{A.9})$$

On peut alors utiliser la formule (A.8) pour calculer uniquement la phase de la tension en ce nœud i , puisque le module est connu. Le calcul se poursuit comme pour les nœuds charges.

Il faut encore remarquer que généralement la puissance réactive que peut fournir ou absorber un générateur est limitée. Dans ces conditions, si au cours du calcul il s'avère que la puissance calculée au cours d'une itération dépasse ces limites, il faut alors en quelque sorte transformer le nœud générateur en un nœud charge en introduisant la limite correspondante et en laissant se modifier la grandeur de la tension:

$$\begin{aligned} Q_i < Q_i^{\min} &\Rightarrow Q_i = Q_i^{\min} \\ Q_i > Q_i^{\max} &\Rightarrow Q_i = Q_i^{\max} \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

ANNEXES

Dans ces conditions on calcule avec la formule (1.8) le module et la phase de la tension. Si dans une future itération la puissance réactive revient dans ces limites ($Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$) on retransforme le nœud en nœud générateur.

Cas du nœud bilan.

Ce nœud est exclu du calcul itératif; lorsque la convergence est obtenue aux autres nœuds, on calculera alors les puissances active et réactive en ce nœud:

$$\underline{S}_e = P_e + jQ_e = U_e^2 \underline{Y}_{ee}^* + \underline{U}_e \sum_{i=1; i \neq e}^n \underline{Y}_{ei}^* \underline{U}_i^{*(0)} \quad (A.11)$$

Considérations pratiques.

En réalité ainsi qu'il l'a déjà été signalé, la matrice des admittances nodales est très creuse (à 99% pour de grands réseaux). La mise en mémoire de cette matrice devra faire appel à des structures de pointeurs pour minimiser le temps de calcul. Si elle est symétrique, on ne gardera que la moitié des éléments hors diagonale et on stockera généralement les éléments diagonaux séparément. On sait que la convergence de la méthode de Gauss-Seidel exige des éléments diagonaux dominants, ce qui sera généralement le cas, sauf en présence d'éléments capacitifs série dans les lignes. La convergence dépend en outre du choix du nœud bilan: un nœud bilan fortement interconnecté permet de *fixer* rapidement le niveau de tension. En outre cette méthode sera avantageusement accélérée, selon la formule suivante:

$$\underline{U}_i^{(k+1)} = \underline{U}_i^k + \alpha (\underline{U}_i^{(k+1)} - \underline{U}_i^k) \quad (A.12)$$

le choix du meilleur coefficient α a fait l'objet de nombreuses études, d'où une valeur de 1,6 semble résulter; ce coefficient doit évidemment être régulièrement diminué pour atteindre 1. On considère généralement que le nombre d'itérations est proportionnel au nombre de nœuds.

Enfin le test de convergence se fait sur le plus grand écart à la fois sur les modules et les phases entre deux itérations consécutives; on prendra en grandeur réduite un écart maximum de 10^{-4} à 10^{-6} : ce test peut être complété par l'évaluation de l'écart entre puissances actives et réactives calculées et imposées en chaque nœud. Si cet écart maximum dépasse un seuil par exemple 1%, on peut accroître la précision sur les tensions nodales.

9.1.3.2 Résolution par la méthode de Newton

Dans le cas d'un système d'équations non linéaires, on peut appliquer la méthode de Newton-Raphson de la façon suivante. Soit le système à résoudre :

ANNEXES

[illegible]

A partir d'un ensemble de valeurs initiales x_1^0, \dots, x_n^0 on recherche des variations dx_1, \dots, dx_n qui satisfont les relations. Or l'application de la formule de Taylor donne:

[illegible]

ou sous forme matricielle:

$$[f(X^0 + dX)] = [f(X^0)] + [J(X^0)][dX] = [Y] \quad (\text{A.15})$$

où : $[J] = \left[\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]$; $i, j = 1, \dots, n$ est la matrice jacobienne.

On trouve donc le vecteur des variations $[dX]$ par

$$[dX] = [J(X^0)]^{-1}([Y] - [f(X^0)]) \quad (A.16)$$

L'application au cas que nous considérons devient immédiate, à partir des relations (A.7). A nouveau le nœud bilan sera exclu du processus itératif.

La formulation adoptée ci-dessous sera celle basée sur une représentation polaire des grandeurs nodales; la représentation cartésienne peut aussi être utilisée, mais on voit qu'elle conduira à deux équations dans le cas de nœuds générateurs, alors qu'une seule suffit en représentation polaire.

Cas de noeud charge.

On considère les relations (A.5'), (A.7) et (A.7') :

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = G_{ij} U_i^2 + \sum_{j=1, j \neq i}^n (U_i' a_{ij} + U_i'' b_{ij}) \quad (\text{A. 17})$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = -B_{ij} U_i^2 - \sum_{j=1, j \neq i}^n (U_i' b_{ij} + U_i'' a_{ij}) \quad (\text{A. 17}')$$

ANNEXES

A partir des grandeurs de l'itération précédente, on calculera les écarts $\Delta\theta_i$ et ΔU_i qui annuleront les écarts entre les valeurs de P_i et Q_i obtenues et celles données, soit :

$$\begin{aligned} P_i^{imp} - P_i &= \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial U_j} \Delta U_j + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j \right) \\ Q_i^{imp} - Q_i &= \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_j} \Delta U_j + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \Delta \theta_j \right) \end{aligned} \quad (A.18)$$

Il faut signaler qu'une formulation plus efficace en temps calcul est obtenue si on prend pour inconnues $\Delta\theta_i$ et $\Delta U_i/U_i$.

Les expressions des dérivées partielles se déduisent immédiatement des relations (A.17) et (A.17'), par exemple:

$$\begin{aligned} H_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} U_j U_i \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = -Q_i - U_i^2 Y_{ii} \sin \gamma_{ii} \\ &= -Q_i - B_{ii} U_i^2 \end{aligned}$$

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = U_i U_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = -U_i' b_{ij} + U_i'' a_{ij}$$

$$\begin{aligned} H_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial U_i} U_i = 2U_i^2 Y_{ii} \cos \gamma_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} U_j U_i \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \\ &= 2U_i^2 Y_{ii} \cos \gamma_{ii} + P_i = G_{ii} U_i^2 + P_i \end{aligned}$$

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial U_j} U_j = U_i U_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = U_i' a_{ij} + U_i'' b_{ij} \quad (A.19)$$

$$J_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n U_j U_i \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = P_i - G_{ii} U_i^2$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -U_i U_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = -\frac{\partial P_i}{\partial U_j} U_j$$

ANNEXES

$$\begin{aligned} L_{ii} &= \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} U_i = 2U_i^2 Y_{ii} \sin(-\gamma_{ii}) + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \\ &= Q_i - B_{ii} U_i^2 \end{aligned}$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} U_j = U_i U_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j}$$

Cas de nœud générateur.

Il n'y aura qu'une relation (A.17), relative à P_i à considérer pour ces nœuds.

On arrivera ainsi au système matriciel suivant:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta \theta}{U} \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

où ΔP et ΔQ représentent respectivement les écarts entre les puissances actives imposées et calculées à l'itération courante aux nœuds générateurs et consommateurs, et les écarts entre puissances réactives aux nœuds consommateurs. Les composantes du Jacobien sont:

$$\begin{aligned} [J_1] &= \left[\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \right]; & [J_2] &= \left[\frac{\partial P_i}{\partial U_j} U_j \right] \\ [J_3] &= \left[\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \right]; & [J_4] &= \left[\frac{\partial Q_i}{\partial U_j} U_j \right] \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

où : $i, j = 1, 2, \dots, n$.

On voit que la structure de ce jacobien est liée à celle de la matrice d'admittances nodales, elle sera donc également très creuse. Sa dimension sera de 2 fois le nombre de nœuds charges plus le nombre de nœuds générateurs.

La méthode de résolution implique la résolution répétée d'un système linéaire d'équations. Il est évident qu'il faudra tenir compte de la structure particulière de la matrice signalée ci-dessus. En fait cette méthode n'a été efficacement utilisée qu'après le développement de ces techniques de traitement de matrices creuses.

Très souvent ces sous-matrices ne seront recalculées que pour les premières itérations et seront ensuite gardées constantes; on obtient ainsi une résolution répétée d'un système linéaire avec seul changement du second membre; la factorisation du jacobien sous la forme de produit de deux matrices triangulaires (L , U) permet cette approche.

ANNEXES

Le traitement des nœuds initialement définis comme nœuds type *PU* (générateur) tenant compte de l'histoire du nœud:

1. Si au cours de l'itération $(p - 1)$ le nœud i du type *PU* a été considéré comme nœud type *PQ* (consommateur) on essaie le module de la tension $U_i^{(p)}$ comme suit:

– si $U_i^{(p)} \geq U_i^{imp}$ et $Q_i^{imp} = Q_i^{max}$ ou si

$$U_i^{(p)} \leq U_i^{imp} \text{ et } Q_i^{imp} = Q_i^{min},$$

le nœud i redevient au cours de l'itération p nœud de type *PU*, avec U_i^{imp} , et on continue avec le pas 6;

– si $U_i^{(p)} > U_i^{imp}$ et $Q_i^{imp} = Q_i^{min}$ ou si

$$U_i^{(p)} < U_i^{imp} \text{ et } Q_i^{imp} = Q_i^{max},$$

le nœud i reste au cours de l'itération p également nœud type *PQ* et on continue avec le pas 6.

2. Si la puissance $Q_i^{(p)}$ calculée pour le nœud i (*PU*) est dans les limites imposées, $Q_i^{min} \leq Q_i^{(p)} \leq Q_i^{max}$ le nœud i continue à être considéré comme nœud type *PU* et on passe au pas 6.

3. Si la puissance $Q_i^{(p)} < Q_i^{min}$, on impose $Q_i^{imp} = Q_i^{min}$ et on continue avec le pas 5.

4. Si la puissance $Q_i^{(p)} > Q_i^{max}$, alors on impose $Q_i^{imp} = Q_i^{max}$ et on passe au pas 5.

5. Au cours de l'itération p le nœud i est considéré comme nœud type *PQ*.

6. On passe au point 1 pour le nœud générateur suivant.

9.2 Annexe B : Données de simulation

9.2.1 Réseau de distribution

Tableau B.1 caractéristiques des lignes du réseau de distribution

Nœud origine	Nœud extrémité	Resistance totale de la ligne (pu)	Réactance totale de la ligne(pu)	Demi susceptance latérale(pu)
"MB1 "	"NOEUDA02"	0,068225	0,054575	0,0003429
"MB1 "	"NOEUDA10"	0,050125	0,0401	0,000252
"MB1 "	"NOEUDA14"	0,300875	0,447375	0,0001887
"MB1 "	"NOEUDA12"	0,205775	0,163025	0,0010213
"MB1 "	"NOEUDA15"	0,20885	0,234925	0,000027
"MB1 "	"NOEUDA08"	0,03875	0,031	0,0001948
"NOEUDA02"	"NOEUDB02"	0,43115	0,244725	0,0000695
"NOEUDC12"	"NOEUID12"	0,0662	0,05295	0,0003327
"NOEUID12"	"NOEUDF12"	0,100275	0,058275	0,0003074
"NOEUDF12"	"NOEUDG12"	0,03445	0,017225	0,0000887
"NOEUDF12"	"NOEUDH12"	0,120325	0,05465	0,0003072
"NOEUDA14"	"NOEUDB14"	0,189575	0,10825	0,0000076
"NOEUDG14"	"NOEUDH14"	0,244125	0,1394	0,0000098
"NOEUDB15"	"NOEUDC15"	0,20795	0,11875	0,0000083
"NOEUDM15"	"NOEUDN15"	0,62465	0,35665	0,0000251
"NOEUDO15"	"NOEUDP15"	0,206575	0,11795	0,0000083
"NOEUDA08"	"NOEUDB08"	0,06225	0,033875	0,0001828
"NOEUDA02"	"NOEUDC02"	0,008215	0,012475	0,0000035
"NOEUDJ02"	"NOEUDK02"	0,2236	0,127675	0,000009
"NOEUDB12"	"NOEUDA12"	0,503875	0,284075	0,0000813
"NOEUID14"	"NOEUDE14"	0,2078	0,11865	0,0000083
"NOEUDA14"	"NOEUDC14"	0,2169	0,3395	0,0000271
"NOEUDG14"	"NOEUDH14"	0,206275	0,117775	0,0000083
"NOEUDQ14"	"NOEUDP14"	0,18805	0,107375	0,0000075
"NOEUDF15"	"NOEUDG15"	0,19615	0,112	0,0000079
"NOEUDB08"	"NOEUID08"	0,163875	0,05585	0,0004421
"NOEUID08"	"NOEUDE08"	0,1117	0,05585	0,0002878
"NOEUDG08"	"NOEUDI08"	0,241075	0,103375	0,0007847
"NOEUDC02"	"NOEUID02"	0,2097	0,11805	0,0000131
"NOEUDF02"	"NOEUDG02"	0,28835	0,1644	0,0000199
"NOEUDJ02"	"NOEUDL02"	0,2077	0,123825	0,000088
"NOEUDC14"	"NOEUID14"	0,2855	0,163025	0,0000115
"NOEUID14"	"NOEUDF14"	0,404525	0,229775	0,0000588
"NOEUDF14"	"NOEUDG14"	0,21815	0,123675	0,0000405
"NOEUDJ14"	"NOEUDL14"	0,165825	0,094675	0,0000067
"NOEUDM14"	"NOEUDP14"	0,262525	0,1499	0,0000105
"NOEUDH15"	"NOEUDI15"	0,7041	0,31815	0,0000228
"NOEUDH15"	"NOEUDJ15"	0,646425	0,19775	0,0000142
"NOEUDK15"	"NOEUDL15"	0,872225	0,268375	0,0000193
"NOEUDF08"	"NOEUDG08"	0,081375	0,02845	0,0001807
"NOEUDC02"	"NOEUDE02"	0,13215	0,20685	0,0000165
"NOEUDH02"	"NOEUDJ02"	0,035325	0,0553	0,0000044
"NOEUDE02"	"NOEUDH02"	0,0221925	0,0347375	0,0000028
"NOEUDC15"	"NOEUDF15"	0,0547	0,03125	0,0000022
"NOEUDK15"	"NOEUDM15"	0,630525	0,2429	0,0000173
"NOEUDO15"	"NOEUDS15"	0,34865	0,199075	0,000014

ANNEXES

"NOEUDH08"	"NOEUDJ08"	0,1183	0,059625	0,0003086
"NOEUDE02"	"NOEUDF02"	0,249675	0,1396	0,0001154
"NOEUDH02"	"NOEUDI02"	0,349875	0,199775	0,000014
"NOEUDG12"	"NOEUDH12"	0,101175	0,0453	0,0002704
"NOEUDH14"	"NOEUDJ14"	0,286725	0,163725	0,0000115
"NOEUDN14"	"NOEUDO14"	0,211625	0,139925	0,00001
"NOEUDF15"	"NOEUDO15"	0,156475	0,08935	0,0000063
"NOEUDP15"	"NOEUDQ15"	0,44495	0,168625	0,0000237
"NOEUDQ15"	"NOEUDR15"	0,042925	0,02085	0,0001067
"NOEUDE08"	"NOEUDF08"	0,1025	0,05125	0,0002641
"NOEUDA12"	"NOEUDC12"	0,05895	0,04715	0,0002963
"NOEUDD12"	"NOEUDE12"	0,0619	0,0337	0,0001819
"NOEUDJ12"	"NOEUDK12"	0,01725	0,008625	0,0000444
"NOEUDK14"	"NOEUDJ14"	0,107375	0,04975	0,0002273
"NOEUDL14"	"NOEUDM14"	0,287025	0,1639	0,0000115
"NOEUDP14"	"NOEUDR14"	0,3589	0,204925	0,0000144
"NOEUDR14"	"NOEUDS14"	0,397675	0,227075	0,000016
"NOEUDA15"	"NOEUDB15"	0,265125	0,28605	0,0000205
"NOEUDG15"	"NOEUDH15"	0,2238	0,119875	0,0000085
"NOEUDH12"	"NOEUDJ12"	0,291175	0,110425	0,0007509
"NOEUDN14"	"NOEUDM14"	0,336375	0,192075	0,0000135
"NOEUDS14"	"NOEUDT14"	0,4075	0,232675	0,0000164
"NOEUDT14"	"NOEUDU14"	0,4504	0,257175	0,0000181
"NOEUDB15"	"NOEUDD15"	0,51985	0,355775	0,0000256
"NOEUDD15"	"NOEUDE15"	0,194175	0,1231	0,0000098
"NOEUDJ15"	"NOEUDK15"	0,774225	0,2045	0,0000147
"NOEUDP15"	"NOEUDT15"	0,27325	0,156025	0,000011
"NOEUDB08"	"NOEUDC08"	0,224075	0,1974	0,0000514
"NOEUDF08"	"NOEUDH08"	0,059925	0,26625	0,0001606

Tableau B.2 Caractéristiques des charges du réseau

Nœud de raccordement	Puissance active consommée (MW)	Puissance réactive consommée (MVar)
"NOEUDB02"	0,1532	0,0613
"NOEUDH14"	0,0352	0,014
"NOEUDF02"	0,1383	0,0553
"NOEUDL14"	0,0408	0,0163
"NOEUDD12"	0,1058	0,0423
"NOEUDH15"	0,0733499	0,0293398
"NOEUDJ02"	0,0798	0,319
"NOEUDH12"	0,1727	0,0691
"NOEUDF14"	0,0287	0,0114
"NOEUDB15"	0,1188454	0,0475379
"NOEUDJ14"	0,2767	0,1106
"NOEUDB12"	0,0399	0,016
"NOEUDD02"	0,0418	0,0167
"NOEUDR14"	0,039	0,0156
"NOEUDB14"	0,0714	0,0285
"NOEUDN15"	0	0
"NOEUDA_D"	0	0
"NOEUDN14"	0,0056	0,0022
"NOEUDF12"	0,2934	0,1173

ANNEXES

"NOEUDJ15"	0,0362107	0,0144842
"NOEUDJ12"	0,3435	0,1374
"NOEUDL02"	0,0483	0,0193
"NOEUDB08"	0,0900626	0,0360248
"NOEUDF08"	0,0835632	0,0334251
"NOEUDJ08"	0,0269259	0,0107703
"NOEUDF15"	0,1726973	0,0690785
"NOEUDR15"	0,0120702	0,0048281
"NOEUDA02"	0,0678	0,0271
"NOEUDE02"	0,1884	0,0754
"NOEUDK14"	0,1652	0,066
"NOEUDC12"	0,0474	0,0189
"NOEUDI02"	0,0492	0,0197
"NOEUDA14"	0,1587	0,0635
"NOEUDM15"	0,0371392	0,0148556
"NOEUDH14"	0,1922	0,0768
"NOEUDA12"	0,0288	0,0115
"NOEUDC02"	0,1755	0,0702
"NOEUDM14"	0,0547	0,0218
"NOEUDE12"	0,0204	0,0081
"NOEUDH15"	0,001857	0,0007428
"NOEUDG02"	0,026	0,0104
"NOEUDU14"	0,0232	0,0092
"NOEUDQ15"	0,0603512	0,0241404
"NOEUDE14"	0,0557	0,0222
"NOEUDA15"	0,0789208	0,0315682
"NOEUDQ14"	0,0046	0,0018
"MB1 "	0	0
"NOEUDH12"	1,8597	0,7439
"NOEUDA10"	0,0278544	0,0111417
"NOEUDK02"	0,0641	0,0256
"NOEUDA_2"	0	0
"NOEUDA_1"	0	0
"NOEUDA08"	0,4336002	0,1734391
"NOEUDE08"	0,4438134	0,1775244
"NOEUDI08"	0,1986947	0,0794775
"NOEUDE_1"	0	0
"NOEUDE15"	0,0538518	0,0215406
"NOEUDA_1"	0	0
"NOEUDL_1"	0	0
"NOEUDA_1"	0	0
"NOEUDC14"	0,4039	0,1615
"NOEUDO15"	0,0241405	0,0096561
"NOEUDG14"	0,1291	0,0516
"NOEUDC15"	0	0
"NOEUDS14"	0,0409	0,0163
"NOEUDO14"	0,0009	0,0003
"NOEUDG12"	0,9786	0,3914
"NOEUDK15"	0,0817062	0,0326823
"NOEUDK12"	0,0167	0,0067
"NOEUDC08"	0,0519949	0,0207978
"NOEUDG08"	0,9229091	0,3691617
"NOEUDG15"	0,2581174	0,1032464

ANNEXES

"NOEUDS15"	0,0120702	0,0048281
"NOEUDG_1"	0	0
"NOEUDH02"	0,0288	0,0115
"NOEUDD14"	0,1754	0,0701
"NOEUDP14"	0,026	0,0104
"NOEUDT14"	0,0854	0,0341
"NOEUDP15"	0,0371392	0,0148556
"NOEUDD08"	1,411289	0,5645128
"NOEUDH08"	0,4011034	0,1604405
"NOEUDD_1"	0	0
"NOEUDD15"	0,0176411	0,0070564
"NOEUDL15"	0,0380677	0,015227
"NOEUDT15"	0,0937765	0,0375104

9.2.2 Réseau de type insulaire

Tableau B.3 nœuds de consommation du réseau

Nœud de raccordement	Puissance active consommée (MW)	Puissance réactive consommée 5MVar
"N1 S11"	25,4	9,6
"N2 S11"	26,1	11,3
"N3 S11"	8,3	2,5
"N4 S11"	27,3	8
"N5 S11"	5,5	3,1
"N7 S11"	11,3	3,9
"N9 S11"	18,1	3,7
"N10 S11"	22,2	6,9
"N11 S11"	18,9	6,2
"N12 S11"	17,4	5,1
"N13 S11"	34,7	10,7
"N14 S11"	21,5	6,5
"N15 S11"	8,7	2,6
"N16 S11"	23,9	7,1
"N17 S11"	23,4	1,4
"N18 S11"	13,3	4
"N19 S11"	8	2,3
"N21 S11"	7,3	1,9
"N23 S11"	10,4	1,6
"INTERS41"	0	0

Tableau B.4 Caractéristiques des lignes du réseau de type insulaire

Nœud origine	Nœud extrémité	Indice de parallèle	Resistance totale de la ligne	Réactance totale de la ligne	Demi susceptance latérale
"N1 S41"	"N13 S41"	"1"	0,0108	0,0232	0,0009
"N1 S41"	"N25 S41"	"1"	0,0066	0,0258	0,000745
"N4 S41"	"N15 S41"	"1"	0,0523	0,0566	0,00221
"N4 S41"	"N25 S41"	"1"	0,03	0,06888	0,001476
"N9 S41"	"N15 S41"	"1"	0,1171	0,4065	0,00903
"N2 S41"	"N10 S41"	"1"	0,0194	0,0449	0,001
"N9 S41"	"N20 S41"	"1"	0,1227	0,297	0,0064
"N3 S41"	"N16 S41"	"1"	0,0378	0,112	0,0025
"N5 S41"	"N12 S41"	"1"	0,155	0,405	0,00894

ANNEXES

"N6 S41"	"N12 S41"	"1"	0,16	0,373	0,0083
"N8 S41"	"N22 S41"	"1"	0,014	0,033	0,0007
"N6 S41"	"N8 S41"	"1"	0,0461	0,1065	0,00235
"N6 S41"	"N9 S41"	"1"	0,0386	0,0903	0,00201
"N7 S41"	"N11 S41"	"1"	0,126	0,344	0,0069
"N7 S41"	"N14 S41"	"1"	0,129	0,301	0,00658
"N9 S41"	"N14 S41"	"1"	0,1842	0,347	0,00759
"INTERS41"	"N14 S41"	"1"	0,000477	0,795	0
"INTERS41"	"N14 S41"	"2"	0,000477	0,795	0
"N10 S41"	"N12 S41"	"1"	0,195	0,455	0,01
"N10 S41"	"N14 S41"	"1"	0,0746	0,174	0,0039
"N11 S41"	"N20 S41"	"1"	0,0177	0,0511	0,00117
"N10 S41"	"N14 S41"	"2"	0,0746	0,174	0,0039
"N10 S41"	"N21 S41"	"1"	0,0616	0,0181	0,00398
"N11 S41"	"N23 S41"	"1"	0,187	0,417	0,0097
"N13 S41"	"N19 S41"	"1"	0,128	0,301	0,0067
"N13 S41"	"N25 S41"	"1"	0,0456	0,107	0,0024
"N15 S41"	"N17 S41"	"1"	0,104	0,2692	0,00599
"N15 S41"	"N18 S41"	"1"	0,229	0,461	0,01009
"N15 S41"	"N24 S41"	"1"	0,0102	0,0187	0,00041
"N15 S41"	"N25 S41"	"1"	0,161	0,203	0,0045
"N16 S41"	"N23 S41"	"1"	0,0617	0,138	0,0032
"N17 S41"	"N18 S41"	"1"	0,117	0,311	0,00752
"N18 S41"	"N27 S41"	"1"	0,0429	0,199	0,00422
"N19 S41"	"N22 S41"	"1"	0,15	0,379	0,0084
"N27 S41"	"N16 S41"	"1"	0,119	0,279	0,00617

9.3 Annexe C : Codes de calcul MATLAB

9.3.1 Modèle production conventionnelle

```
function [Xf,Pf]=model_parametre(L,No,Ct,Pt,R,Inc)
%Calcule le modèle probabiliste de la production d'une centrale
%L: nombre de groupes
%No matrice du nombre d'états de chaque groupe
%Ct matrice des états de chaque groupe
%Pt matrice des probabilités de chaque état
%R matrices des capacités max de chaque groupe
%Inc pas d'incrementation en general égal à la plus petite
valeur contenue
%dans Ct
k=1;
m=(R(k)-mod(R(k),Inc))/Inc;
if m<1
    m=1;
end
Rtk=R(k);
n=No(1);
for i=1:m+1
    X(i)=(i-1)*Inc;
end
for i=1:n
    P(i)=Pt(k,i);
    C(i)=Ct(k,i);
end
Po=ones(n,m+1);
delta=zeros(n,m+1);
for i=1:n
    for j=1:m+1
        delta(i,j)=X(j)-C(i);
        if (delta(i,j)<0)
            Po(i,j)=0;
        end
    end
end
Pi=P*Po;

for k=2:L
    n=No(k);
    P=zeros(1,n);
    C=zeros(1,n);

    P=Pt(k,:);
    C=Ct(k,:);

    fo=m*Inc;
    m=m+(R(k)-mod(R(k),Inc))/Inc;
    Rtk=Rtk+R(k);
    if m*Inc<Rtk
        m=m+1;
    end
end
```

ANNEXES

```
for i=1:m+1
    X(i)=(i-1)*Inc;
end
Pi=add_turbine1(X,P,C,m,n,fo,Inc,Pi);
end
m;
Xf=X;
Pf=Pi;
%xlswrite('test_xlsmat.xls',Xf,'feuille2');
%plot(Xf,Pf);
end

function Pik=add_turbine1(X,P,C,m,n,fo,Inc,Pi)
n1=size(P',1);
Po=ones(n1,m+1);
delta=zeros(n1,m+1);
for i=1:n
    for j=1:m+1
        delta(i,j)=X(j)-C(i);
        if (delta(i,j)<0)
            Po(i,j)=0;
        elseif(delta(i,j)==0)
            Po(i,j)=Pi(1);
        elseif(delta(i,j)==Inc)
            Po(i,j)=Pi(2);
        elseif delta(i,j)>fo
            Po(i,j)=1;
        else
            f1=mod(delta(i,j),Inc);
            f2=uint16((delta(i,j)-f1)/Inc);
            if f1==0
                Po(i,j)=Pi(f2+1);
            else
                Po(i,j)=Pi(f2+2);
            end
        end
    end
end
end
Ptest=Po;
Ptest2=P;
Pik=P*Po;
end
```

9.3.2 Modèle de la production éolienne

```
function [mat_vent]=matrices_vp(vent,nb_turb)
dim=size(vent);
n=dim(1);
v=zeros(nb_turb,n);
v(1,:)=vent;
for i=2:nb_turb
    v(i,:)=vent+ normrnd(0,0.3,[1 n]);
end
mat_vent=v;
end
```

ANNEXES

```
function [niv_puiss,probab]=PDF_ferme(prev_puiss,dispo,Inc)
dim=size(prev_puiss);
nb_prev=dim(1);
nb_turb=dim(2);
Ct=zeros(nb_turb,2);
i=1;
[A,pA]=fonction_dispo(prev_puiss,dispo,Inc,nb_turb,i);
for i=2:nb_prev
    [B,pB]=fonction_dispo(prev_puiss,dispo,Inc,nb_turb,i);
    [A,pA]=functionPDF(A,B,pA,pB);
end
niv_puiss=A;
probab=pA/nb_prev;
%plot(niv_puiss,probab)
end
```

```
function
[n_p,pb]=fonction_dispo(prev_puiss,dispo,Inc,nb_turb,i);
    for j=1:nb_turb
        Ct(j,2)=prev_puiss(i,j);
        No(j)=2;
    end
    R=prev_puiss(i,:);
    [X,pX]=model_parametre(nb_turb,No,Ct,dispo,R,Inc);
    proba(1)=pX(1);
    for k=2:length(pX)
        proba(k)=pX(k)-pX(k-1);
    end
    n_p=X;
    pb=proba;
    pX;
end
```

```
function [C,pC]=functionPDF(A,B,pA,pB)
C=union(A,B);
Int=intersect(A,B);
n=length(C);
na=length(A);
nb=length(B);
pC=zeros(1,n);
for i=1:n
    for j=1:na
        if C(i)==A(j)
            pC(i)=pC(i)+pA(j);
        end
    end
    for k=1:nb
        if C(i)==B(k)
            pC(i)=pC(i)+pB(k);
        end
    end
end
end
end
```